

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ /А. Н. Сокольников

« » 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Предупреждение гидратообразования в промысловых трубопроводах

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

М. А. Кузнецов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Предупреждение гидратообразования в промышленных трубопроводах»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (далее – ВКР) по теме «Предупреждение гидратообразования в промышленных трубопроводах» содержит 80 страниц текстового документа, 38 использованных источников, 22 рисунка, 36 таблиц, 6 листов графического материала.

ПРОЦЕСС ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРИЧИНЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ЛИКВИДАЦИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРОМЫСЛОВЫЙ ГАЗОПРОВОД, ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, МЕТАНОЛ, СОНГИД-1801А.

Объект выпускной квалификационной работы: промышленный газопровод Юрубчено-Тохомского месторождения (АО «Востсибнефтегаз»).

Цель ВКР: обоснование наилучшего доступного метода предупреждения гидратообразования на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи ВКР.

1. Изучить особенности Юрубчено-Тохомского месторождения.
2. Рассмотреть причины образования гидратов.
3. Исследовать методы ликвидации и предупреждения газовых гидратов.
4. Предложить и обосновать техническое предложение с технологической и экономической стороны.

В ходе работы были выявлены основные причины гидратообразования, проведен анализ общих методов предупреждения и ликвидации гидратообразования. В результате был представлен, альтернативный метанолу, кинетический ингибитор для предупреждения гидратообразования, который был экономически и технологически обоснован.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	3
Введение.....	7
Основная часть	9
1 Общая характеристика газовых гидратов.....	9
1.1 Условия образования гидратов.....	10
1.1.1 Термобарические факторы.....	11
1.1.2 Технологические факторы	12
2 Методы и средства устранения гидратообразования	14
2.1 Химические (ингибиторные) методы предупреждения гидратообразования	14
2.1.1 Термодинамические ингибиторы.....	15
2.1.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования	18
2.1.3 Ингибиторы гидратоотложения	19
2.2 Физические методы	19
2.2.1 Термобарические методы.....	19
2.3 Механический метод	24
2.4 Воздействие СВЧ излучением	25
3 Основные сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении	26
3.1 Климатические параметры.....	26
3.2 Характеристика добываемого и перекачиваемого флюида.....	27
4 Расчетная часть.....	31
4.1 Расчет количества ингибитора гидратообразования (метанола) для промышленного трубопровода	31
5 Техническое предложение	40
5.1 Экспериментальная часть	40
5.2 Последовательность проведения испытаний	42
5.3 Результаты испытаний.....	42

5.4	Опытно-промышленные испытания ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А	47
6	Безопасность и экологичность	48
6.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	48
6.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	49
6.3	Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	50
6.4	Обеспечение безопасности технологического процесса	52
6.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	53
6.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	54
6.7	Экологичность проекта	56
7	Экономическая часть	58
7.1	Определение капитальных вложений	58
7.1.1	Определение стоимости оборудования	58
7.1.1	Определение затрат на оплату труда при обслуживании оборудования для использования действующего ингибитора гидратообразования (метанола).....	59
7.1.2	Определение затрат на оплату труда при обслуживании оборудования для использования альтернативного ингибитора СОНГИД-1801А	61
7.2	Расчет амортизационных отчислений.....	62
7.3	Определение затрат на электроэнергию	63
7.4	Определение затрат на закупку ингибитора гидратообразования (метанол)	65
7.5	Определение затрат на закупку ингибитора гидратообразования (СОНГИД-1801А)	67
7.6	Затраты на транспортировку.....	68

7.7 Сравнение общих эксплуатационных затрат	70
Заключения	73
Список сокращений	74
Список использованных источников	75
Приложения	80
Приложение А	80

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая промышленность занимает одну из ведущих отраслей нашей страны. Из компонентов нефти производят множество товаров и материалов, которые повседневно используются человеком, поэтому данный ресурс так важен для нашего мира.

Несмотря на то, что нефть и газ пользуются высоким спросом на мировом рынке – их добыча, транспортировка и переработка сопровождается сложными технологическими процессами, так как для реализации отдельно каждого из процессов требуется специальное оборудование, а также рабочий персонал, который будет заниматься его эксплуатацией и обслуживанием. Поэтому нефтегазовая отрасль – является одной из самых сложных, технологичных и капиталоемких из всех других отраслей.

Одним из нерешенных, на данный момент, вопросов, вызывающий осложнения сбора и транспортировки добываемого продукта в промысловых трубопроводах является образование гидратов, возникающих при добычи углеводородов на нефтегазоконденсатных месторождениях с высоким газовым фактором. Отложение гидратов внутри трубопровода приводит к уменьшению его пропускной способности, что понижает его производительность, а при отсутствии контроля и несвоевременной борьбы с гидратами – может привести к аварии, возникающей в результате закупорки эксплуатируемых систем.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, а также насыщенность газа парами воды. При определённых термобарических условиях влага, которая находится в газе из газообразного состояния может переходить в состояние гидрата, минуя фазу конденсации в жидкость.

Несмотря на то, что нефтегазовые компании тратят большие финансовые средства на мероприятия по предупреждению и ликвидации гидратов – их результат не всегда оказывается эффективным. Кроме того, данные процессы

являются трудозатратными, а также требуют применения специальных средств. Поэтому важно подобрать наиболее рациональный и эффективный, с экономической точки зрения, метод борьбы с образованием гидратов.

Цель ВКР: обоснование наилучшего доступного метода предупреждения гидратообразования на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи ВКР.

1. Изучить особенности Юрубчено-Тохомского месторождения.
2. Рассмотреть причины образования гидратов.
3. Исследовать методы ликвидации и предупреждения газовых гидратов.
4. Предложить и обосновать техническое предложение с технологической и экономической стороны.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общая характеристика газовых гидратов

Впервые гидратообразование в трубопроводе было выявлено Е.Г. Хаммершмидт в 1943 г. и было установлено, что это явление вызывает осложнения в бесперебойном режиме эксплуатации нефтегазопроводов или вовсе привести к их закупорке [1]. На рисунке 1 представлена фронтальная газогидратная пробка, образовавшаяся в трубопроводе.



Рисунок 1 – Газогидратная пробка в трубопроводе

Газовые гидраты (клатраты) представляют собой твердые кристаллические соединения, возникающие в результате взаимодействия воды и гидратообразующего вещества. Клатратами называют химические соединения, при которых происходит заключение молекул одного вещества во внутрь структуры другого [2].

Необходимыми условиями для образования гидратов являются: наличие воды и гидратообразующих веществ, таких как: метан, пропан, бутан, являющимися основными компонентами в составе природного или попутного нефтяного газа, а также определенные термобарические условия.

Образование гидратных соединений возникает по причине наличия в воде водородных связей, возникающих между взаимодействием положительно

заряженного атома водорода и отрицательно заряженного атома другой молекулы (F, O, N). Под действием данных связей происходит выстраивание молекул в геометрически правильные структуры.

В присутствии гидратообразующих молекул данная структура начинает стабилизироваться, тем самым, образуя твёрдое вещество.

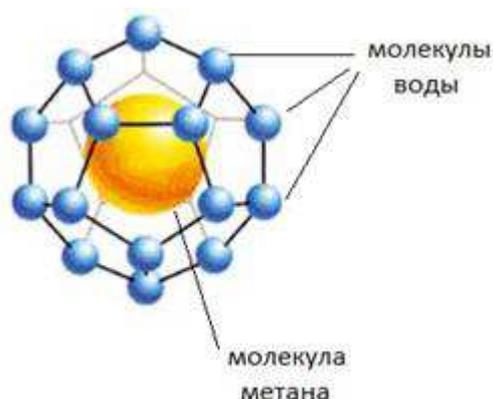


Рисунок 2 – Схема кристаллической решётки гидрата метана

В клатратных соединениях молекулы воды выступают в роли «хозяев», а молекулы других веществ, стабилизирующих кристаллическую решетку, – «гостей».

1.1 Условия образования гидратов

Определяющими факторами, влияющими на условия образования газовых гидратов, являются насыщенность газа парами воды, его давление, а также состав газа, так как он влияет на истинные термобарические значения образования гидратов.

1.1.1 Термобарические факторы

В таблице 1 представлены термобарические условия образования гидратов для компонентов, входящих в состав природного газа [3]. Данные показатели были получены с помощью экспериментальных исследований:

Таблица 1 – Термобарические условия гидратообразования для метана, этана, пропана

Метан		Этан		Пропан	
Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа
0,0	2,60	0,0	0,53	0,0	0,17
2,5	3,31	2,0	0,61	1,0	0,21
5,0	4,26	4,0	0,77	2,0	0,26
7,5	5,53	6,0	0,99	3,0	0,32
10,0	7,25	8,0	1,28	4,0	0,41
12,5	9,59	10,0	1,68	5,0	0,51
15,0	12,79	12,0	2,23	5,6	0,55
17,5	17,22	14,0	3,10	5,6	1,0
20,0	23,4	14,6	3,39	5,6	5,0
22,5	32,0	15,0	4,35	5,7	10,0
25,0	44,1	16,0	10,7	5,7	15,0
27,5	61,3	16,7	15,0	5,7	20,0
30,0	85,9	17,5	20,0	-	-

Гидрат метана возможно наблюдать и при более высоких температурах, но данные таблицы в полной мере охватывают диапазон реальных условий в нефтегазодобыче. На практике, гидрат возможно наблюдать при максимально достижимых в лабораторных условиях значениях давления [3].

Для большей наглядности на рисунке 3 представлены термобарические кривые составляющих природного газа [2].

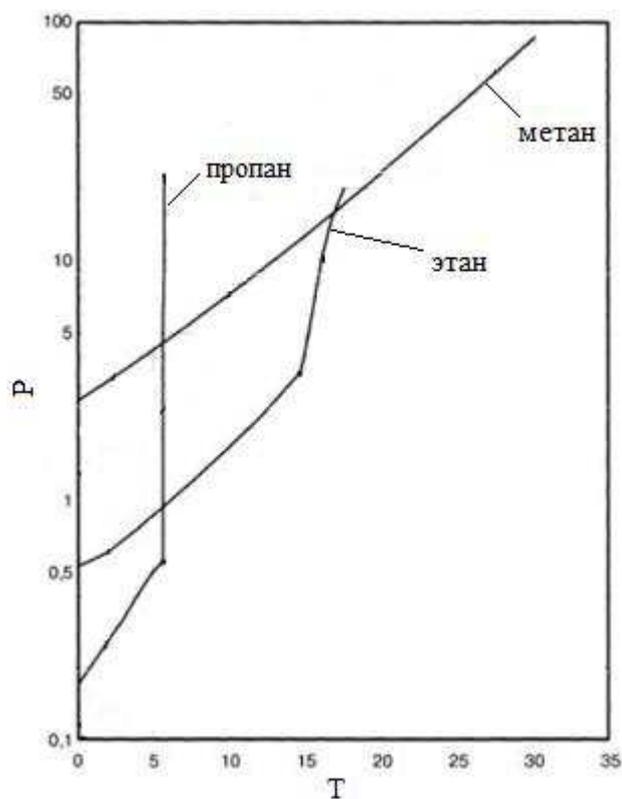


Рисунок 3 – Кривые процесса гидратообразования для основных составляющих природного газа: Р – давление, МПа; Т – температура, °С

1.1.2 Технологические факторы

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- 1) некачественное выполнение продувки газопровода перед пуском;
- 2) отсутствие или нехватка конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости [4];

Явления, способствующие ускоренному развитию гидратообразования:

- 1) турбулентность:
 - за счет высоких скоростей потоков среды наблюдается активное образование гидратов. Данное явление очень часто возникает на дроссельной арматуре, так как температура природного газа при прохождении через

дроссель значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона, а также за счет уменьшения площади прохода клапана возникает увеличение скорости потока среды;

– за счет перемешивания газа в трубопроводе интенсивность образования гидратов возрастает;

2) центры кристаллизации, представляют собой точку благоприятных условий фазового превращения. Такими центрами, чаще всего, являются сварные швы, дефекты трубопроводов, а также трубопроводная арматура. Помимо этого, посторонние включения, не входящие в состав газа – песок, грязь и окалины, также являются источниками образования центров кристаллизации;

3) наличие свободной воды влияет на интенсивность гидратообразования, а поверхность раздела вода – газ также является благоприятным источником для образования центра кристаллизации.

Данные факторы не являются обязательными условиями гидратообразования, а лишь способствуют его усилению [3].

2 Методы и средства устранения гидратообразования

Для предупреждения и ликвидации газовых гидратов разработан ряд методов, представленных на рисунке 4.

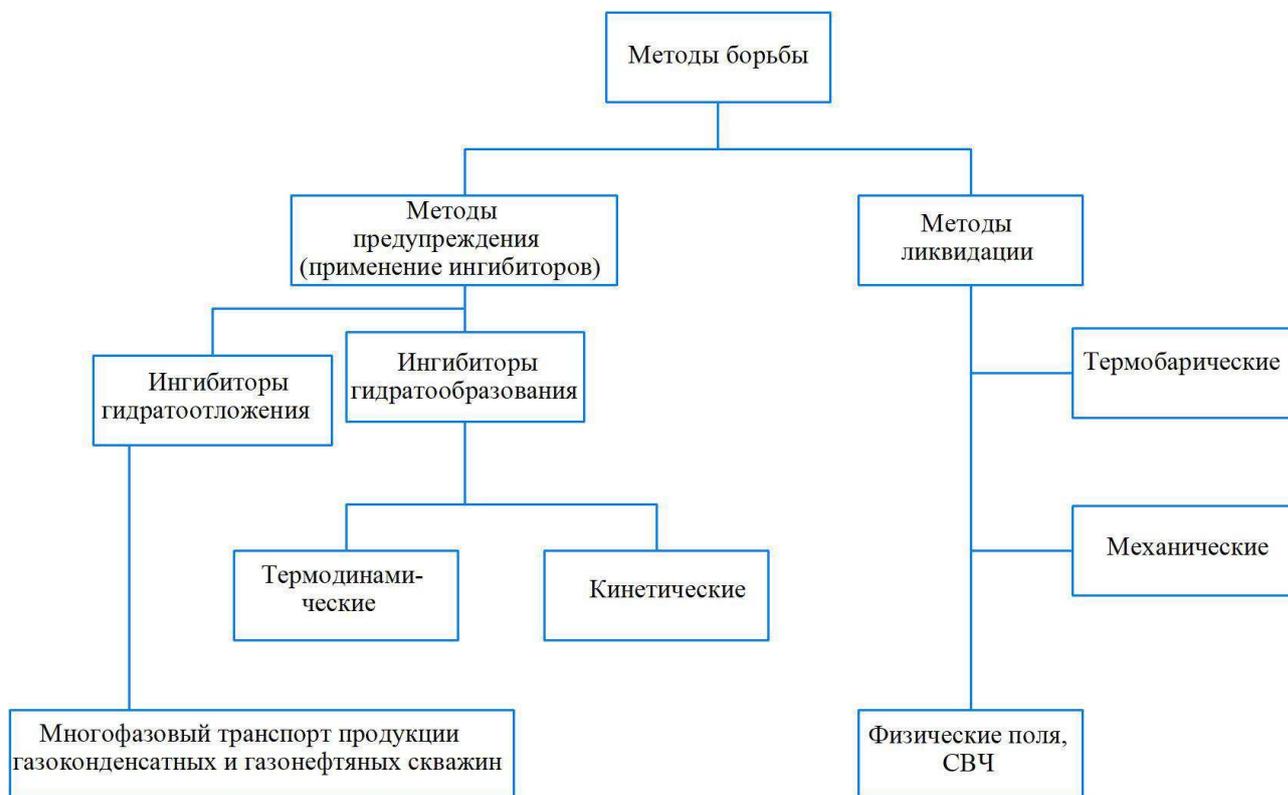


Рисунок 4 – Классификация методов борьбы с гидратообразованием в нефтегазотранспортных системах

Каждый из методов описан в следующих пунктах данной главы.

2.1 Химические (ингибиторные) методы предупреждения гидратообразования

Чаще всего, для разложения гидратообразования применяют ввод ингибиторов в трубопровод. Принцип действия данного вещества заключается

в изменении термобарических условий, при которых образуются кристаллы гидратов.

Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают влагу, которая находится в парообразном состоянии и переводит ее в раствор, не образующий гидратов или образующий их при более низких температурах [4].

2.1.1 Термодинамические ингибиторы

Термодинамические ингибиторы – вещества, способные растворяться в воде и менять ее активность, смещая трехфазное равновесие (газ, водная фаза и газовые гидраты) в сторону более низких температур. Ингибиторы такого типа разделяют на 3 вида [5].

1) Водные растворы электролитов.

В большинстве случаев ввиду экономических соображений применяется водный раствор хлорида калия (KCl) 25 %.

Преимуществами данного ингибитора являются:

- высокая антигидратная активность;
- небольшая стоимость технических сортов;
- не обладает токсичностью;
- не вызывает сложностей в приготовлении раствора.

Недостатки:

- достаточно высокая коррозионная активность;
- возможное выпадение осадка при смешивании с минерализованной водой пласта;
- необходимость в наличии специального узла для подготовки рабочего агента.

Исходя из всех характеристик, можно сделать вывод о том, что применение таких ингибиторов ограничено климатическими условиями, а

также особенностями технологии добычи. Поэтому на месторождениях, расположенных в районах Крайнего Севера их не применяют [6].

2) Ингибиторы гидратообразования на основе гликолей.

Довольно распространенным ингибитором, относящимся к данной группе является – диэтиленгликоль (далее – ДЭГ).

Преимуществами данного ингибитора являются:

- малая растворимость в газовой фазе.

Недостатки:

- высокая стоимость;

- высокая вязкость;

- высокая температура кристаллизации.

Ввиду таких свойств, данный ингибитор не может быть использован для решения проблем гидратообразования нефтесборных систем в суровых климатических условиях, но активно используется как абсорбент для осушки газа [6].

3) Антигидратные составы на базе метанола.

Использование ингибиторов на основе метанола активно используется на месторождениях в районах Крайнего Севера ввиду их следующих свойств:

- низкая стоимость продукта, относительно других ингибиторов;

- широко развитая промышленная база, а также возможность реализации производства метанола на местах его потребления – газовых промыслах;

- низкая температура замерзания и малая вязкость при низких температурах;

- обладание наивысшей антигидратной активностью, по сравнению с другими ингибиторами;

- метанол и его водные растворы не вызывают коррозии;

- возможность регенерации отработанных растворов;

- высокая эффективность применения метанола в качестве ингибитора как для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок, так и для их

предупреждения (скважинах, шлейфах, коллекторах, аппаратах воздушного охлаждения (далее – АВО), теплообменном оборудовании).

Кроме чистого метанола, также можно использовать технические сорта, обладающие аналогичной антигидратной эффективностью.

Несмотря на широкое использование метанолосодержащих ингибиторов, работа с ними вызывает ряд недостатков:

- метанол обладает высокой токсичностью, а также пожароопасностью;
- возникновение эффекта ускоренного роста гидратообразования, при недостаточной концентрации метанола в разбавленных водных растворах, вводимого с целью предупреждения гидратов, т.е. при недостаточной концентрации метанол становится не ингибитором, а катализатором гидратообразования. Поэтому применение метанола как ингибитора на месторождениях с высокой обводненности добываемой нефти весьма затруднительно;
- при смешивании метанола с сильноминерализованной пластовой водой возможно выпадение солей, оседающих на внутренней поверхности трубопровода, тем самым уменьшая его пропускную способность;
- пары метанола обладают высокой упругостью, в связи с чем обладает высокой растворимостью в природном газе, что повышает его удельный расход [6].

Ввод метанола осуществляется при помощи блока дозирования метанола, представленном на рисунке 5.

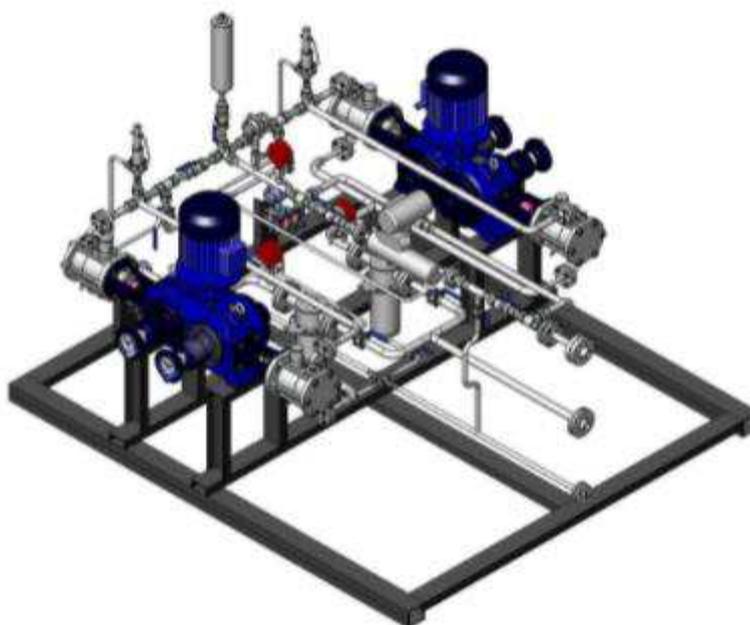


Рисунок 5 – Блок дозирования метанола

Блок может комплектоваться на базе электронасосных плунжерных, плунжерных герметичных или мембранных агрегатов, а также оснащается всем необходимым технологическим оборудованием, системой автоматизации, контрольно-измерительными приборами, запорной и регулирующей арматурой.

2.1.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования

Ингибиторы данного типа представляют собой растворимые в воде полимеры. Действие данного ингибитора заключается в сокращении роста центров кристаллизации, благодаря чему некоторое время гидраты не образуются [6].

Преимуществами данного ингибитора являются:

- сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение гидратов;
- сравнительно высокий уровень экологичности;
- отсутствие необходимости регенерации отработанных растворов;

– возможность переоборудования существующих систем ввода метанола для применения кинетических ингибиторов без серьезных затрат;

Недостатки:

– ограничения по вязкости раствора (концентрация не должна превышать 2 %);

– температура замерзания раствора близка к 0 °С, что делает недопустимым его применения на месторождениях в районах Крайнего Севера.

2.1.3 Ингибиторы гидратоотложения

Данные вещества способны блокировать жидкую водную фазу, тем самым предотвращая взаимодействие газа с водой, обеспечивая многофазный транспорт продукции, тем самым уменьшение роста гидратных частиц [6]. В состав таких ингибиторов входят поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ): метил- и этилсиликонат натрия, а также ДЭГ.

2.2 Физические методы

Данные методы применяют как для профилактики гидратообразования, так и на ликвидацию уже образовавшихся гидратных пробок.

2.2.1 Термобарические методы

1) Разложение гидрата путем понижения давления.

Суть данного метода заключается в нарушении равновесного состояния гидрата, с последующим его разложением. Давление снижают следующим способом:

– производят отключение участка, на котором образовалась гидравлическая пробка, затем через продувочные свечи с обеих сторон пробки

сравливают из данного участка газ в атмосферу, а вместе с ним по одной из свеч выдуваются продукты распада. Сбрасывать газ нужно постепенно, не допуская хотя бы незначительного перепада [3].

После выполнения данных операций следует учитывать возможное накопление жидких углеводородов на продуваемом участке, а следовательно, возможность повторного образования гидратоледяных пробок за счет резкого снижения температуры.

Применение данного метода ограничено по температуре, т.к. при отрицательных температурах вода переходит в лед и образует уже ледяную пробку. В таком случае, для ликвидации закупорки трубопровода применяют метод понижения давления вместе с вводом в трубопровод ингибиторов. Вводимое в трубопровод количество ингибитора для успешного разложения гидратов рассчитывается таким образом, чтобы раствор из ингибитора и воды не замерзал при данной температуре.

Недостатком данного метода может являться возможный срыв гидратной пробки, с последующим ее перемещением на большой скорости. Данный эффект может быть вызван при неправильном порядке действий при ликвидации гидратной пробки. Пример неправильной операции по разложению гидратной пробки методом снижения давления представлена на рисунке 6.

2) Разложение гидрата путем подогрева трубопровода. При таком методе происходит повышение температуры внутри трубопровода, выше равновесной температуры гидратообразования, приводящее к его разложению.

Подогрев трубопровода может осуществляться при помощи электронагревательных элементов, либо при пропускании электрического тока по телу трубы. Применение электронагревательных элементов способствует равномерному нагреву стенок трубопровода. Тепло от стенки передается перекачиваемому флюиду до необходимых температур. Данный способ осуществляется при условии, что труба не является подземной.

Обычно, для подогрева подземных трубопроводов ее раскапывают и подогревают паром, горячей водой или дымовыми газами. Применение открытого огня нерационально, так как это приводит к нарушению изоляционного слоя трубопровода, провоцированию деформирования трубопровода с образованием дефекта гофр, который далее преобразуется в дефект трещина, что может привести к утечке, а также к возникновению пожара на ремонтируемом участке объекта [3].

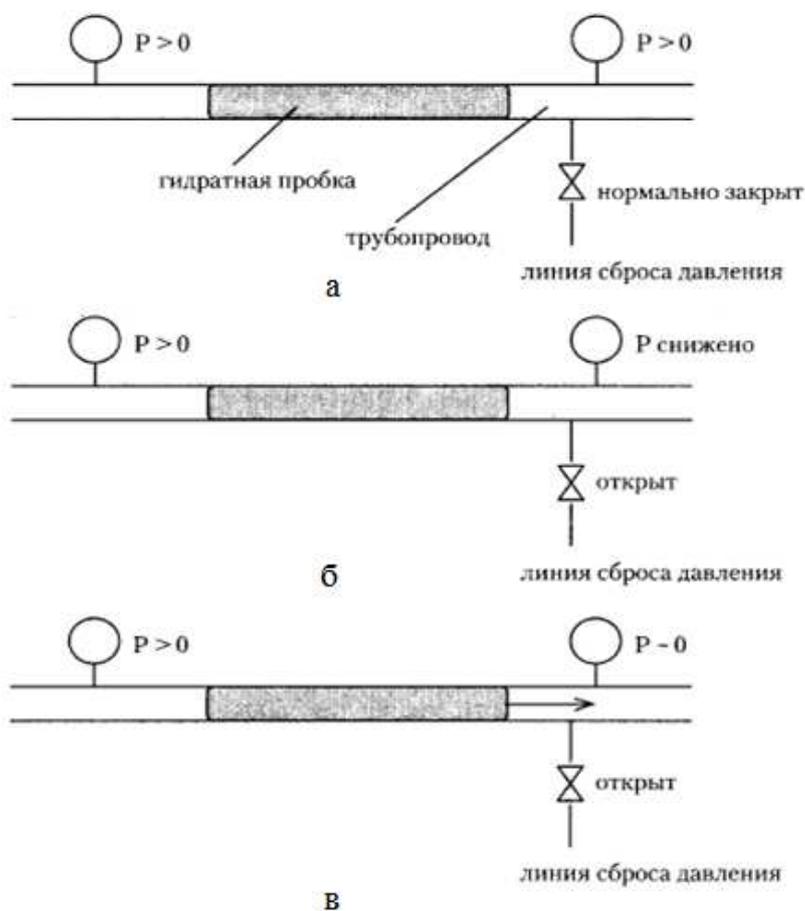


Рисунок б – Неправильный порядок действий по ликвидации гидратной пробки методом снижения давления, вызвавший срыв гидратной пробки: а – гидратная пробка, образовавшаяся под давлением, закупорила трубопровод и препятствует движению потока; б – вентиль на линии сброса давления открыт для спуска газа с целью разложения гидрата; в – гидратная пробка перемещается с потенциально опасной скоростью

Для подогрева трубопроводов, а также другого нефтегазопромыслового оборудования применяются передвижные парогенераторные установки.

Промысловая паровая передвижная установка (ППУА) ППУА-1600/100 смонтирована на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КраЗ-250 или КраЗ-260 (рисунок 7).

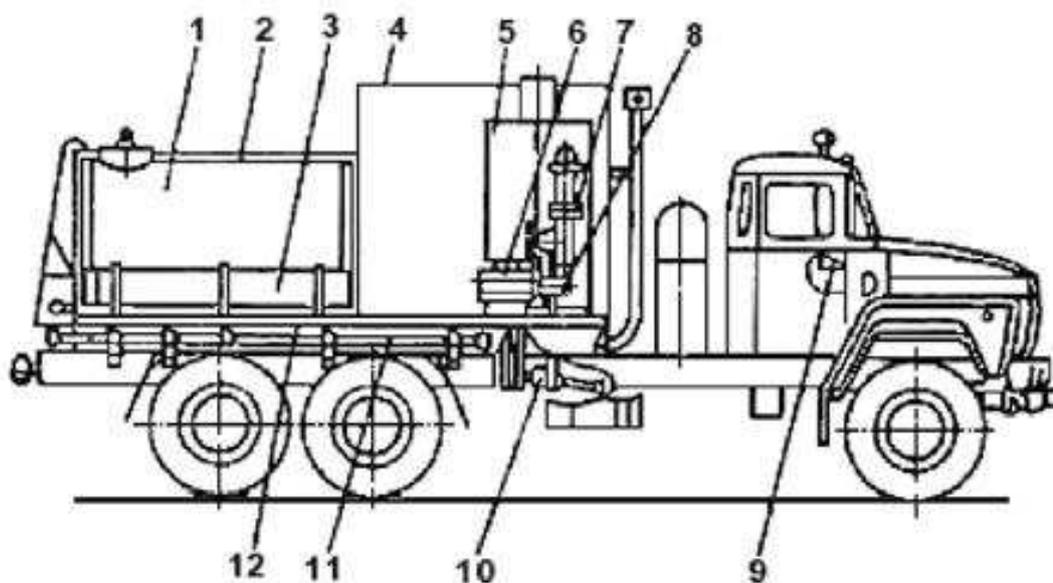


Рисунок 7 – Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100: 1– цистерна для воды; 2 – укрытие для цистерны; 3 – емкость для топлива; 4 – кузов; 5 – парогенератор; 6 – питательный насос; 7 – вентилятор высокого давления; 8 – топливный насос; 9 – приборы КИП и А; 10 – привод установки; 11 – магистральные трубопроводы; 12 – монтажная рама.

Основные технические параметры установки приведены в таблице 2.

Установка включает в себя парогенератор, цистерну для воды, питательный и топливный насосы, вентилятор высокого давления, кузов, привод, укрытие для цистерны, ёмкость для топлива, приборы КИП и А, магистральные трубопроводы. Парогенератором служит вертикальный прямоточный змеевиковый котел. Из кабины автомобиля осуществляется управление рабочим процессом и контроль за работой установки.

Таблица 2 – Техническая характеристика ППУА-1600/100

Показатели	Значение
Производительность по пару, м ³ /с	1,6
Давление пара, МПа	10
Температура пара, °С	310
Вместимость цистерны для воды, м ³	5,2
Габаритный размеры установки, мм:	
На базе КрАЗ-250	9520 x 2500 x 3432
На базе КрАЗ-260	9452 x 2722 x 3540
Масса установки, тонн:	
На базе КрАЗ-250	21,0
На базе КрАЗ-260	21,7

При этом, следует учитывать, что при разложении гидратной пробки методом подогрева, из нее выделяются газ и жидкая фаза, тем самым образуя нарастание давления в расплавленном объеме пробки, превышающее проектное давление трубопровода. Это может привести к разрыву трубопровода.

Чтобы избежать данного инцидента, следует проводить нагрев не точно, а по всему протяжению гидратной пробки, обычно на предприятиях обогревают больший, чем требуется участок, чтобы избежать данной проблемы, так как определить точные размеры гидратной пробки затруднительно. Пример неправильной операции по разложению гидратной пробки методом точечного нагрева представлена на рисунке 8.

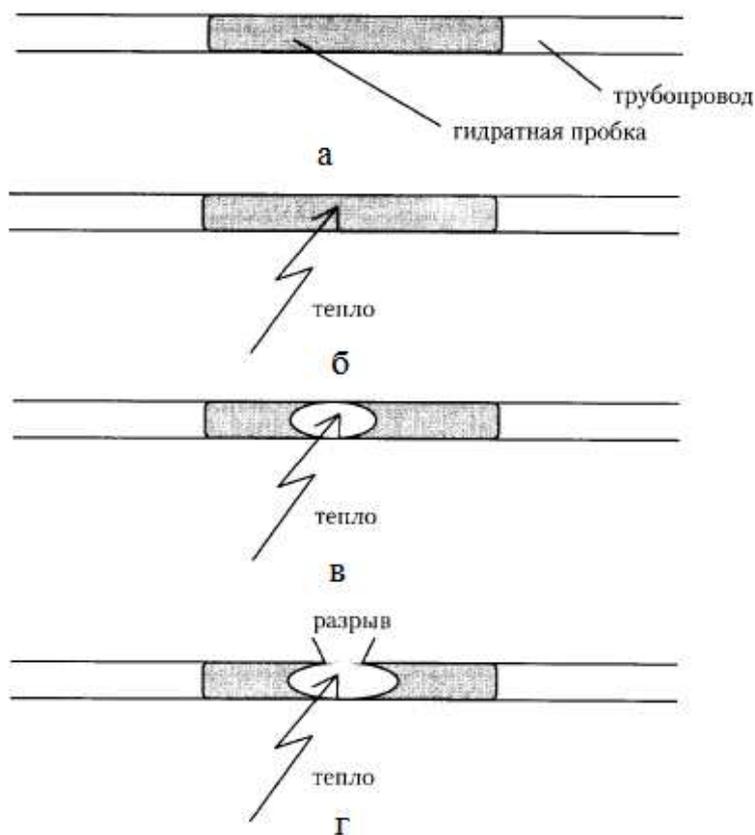


Рисунок 8 – Неправильный порядок действий по ликвидации гидратной пробки методом подогрева, вызвавших разрыв трубопровода: а – гидратная пробка, образовавшаяся под давлением, закупорила трубопровод и препятствует движению потока; б – чтобы расплавить пробку, к ней подводят тепло. В данном случае тепло подводят к центральной части пробки; в – пробка начинает плавиться, при этом давление в ней возрастает; г – из-за чрезмерного роста давления происходит разрыв трубопровода

Также, неправильный подогрев гидратной пробки, в следствии нарастания давления, может вызвать ее срыв, описанный на рисунке б.

2.3 Механический метод

Данный метод заключается в удалении гидратообразующих, а также парафино-смолистых отложений путем запуска очистного устройства в трубопровод через специальные камеры пуска-приема.

2.4 Воздействие СВЧ излучением

Данный метод заключается в подогреве, перекачиваемой по трубопроводу, среды с помощью микроволновой энергии, при этом прогрев происходит равномерно, в полном объеме.

Для применения данного метода к внутренней стенке трубопровода крепится волновод, представляющий собой металлическую спиралевидную полосу, по длине которой имеются излучатели.

Устройство СВЧ-нагрева применимо для работы в условиях Крайнего Севера. Недостатком такого метода является необходимость остановки перекачки флюида для монтажа конструкции внутрь трубопровода.

3 Основные сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении

Юрубчено-Тохомское месторождение (далее – ЮТМ) – одно из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири, находящееся в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края, было открыто в 1982 г. Населенные пункты на территории месторождения – отсутствуют, близлежащие поселки – п. Куюмба (70 км к юго-западу от поселка) и п. Ошарово (100 км к западу от поселка) с общим населением около 230 человек.

В настоящий момент запасы Юрубчено-Тохомского месторождения оцениваются в 1000 млн. тонн нефти и более 2 трлн. м³ газа [7].

На плакате 1 «Исходные данные» графического материала приведена карта географического расположения ЮТМ.

3.1 Климатические параметры

1) Данные температуры воздуха окружающей среды.

Среднегодовая температура воздуха по многолетним наблюдениям имеет отрицательное значение и составляет – 6,4 °С.

Самым холодным месяцем в году является январь, его средняя месячная температура составляет -30,5 °С. Самый теплый месяц в году – июль со средней месячной температурой +16,7 °С. Весна отличается частыми заморозками. Продолжительность безморозного периода в среднем составляет 58 дней.

2) Данные температуры почвы.

Промерзание почвы наступает в октябре и продолжается до конца апреля, на полную глубину почва в основном оттаивает в начале июля. Средняя годовая температура поверхности почвы -6 °С, средняя максимальная температура +4 °С, абсолютный максимум +52 °С, средний минимум -15 °С, абсолютный минимум -62 °С.

Первые заморозки на поверхности почвы начинаются в среднем с 16 августа и заканчиваются 25 июня. Средняя продолжительность безморозного периода на поверхности почвы 51 день.

3.2 Характеристика добываемого и перекачиваемого флюида

В качестве продукта транспортировки в трубопроводах системы нефтесбора ЮТМ используется водонефтегазовая смесь, извлекаемая из добывающих скважин. По газопроводам перекачивается подготовленный попутный нефтяной газ. По водоводам высокого давления перекачивается подготовленная подтоварная вода.

Нефть и газ на ЮТМ добывается из продуктивного пласта «Рифей».

Компонентный состав и физико-химические свойства пластовой жидкости изменяются в процессе добычи при движении по пласту к забою, в скважине, по мере подъёма и снижении давления в системах сбора и транспорта [8]. Состав, характеристика исходного сырья, продукции, транспортируемой по промышленным трубопроводам, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Состав и характеристика исходного сырья, продукции, транспортируемой по промышленным трубопроводам

Наименование	ТУ или ГОСТ, стандарт организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма согласно ГОСТ	Область использования
1 Нефтегазоводяная смесь	–	Содержание воды	Не нормируется	В качестве сырья для УПН (1,2) ЮТМ
		Газовый фактор	Не нормируется	
		Температура	Определяется по условиям эксплуатации	

Окончание таблицы 3

Наименование	ТУ или ГОСТ, стандарт организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма согласно ГОСТ	Область использования
2 Ингибитор гидратообразования (метанол)	ГОСТ 2222 – 95	Плотность при 20 °С, кг/м ³	791...792	Предотвращение гидратообразования
		Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценция	
		Массовая доля воды, не более, %	0,08	
		Массовая доля остатка после испарения нелетучего, не более, %	0,002	
3 Подготовленная пластовая вода	ОСТ 39-225 – 88	Содержание нефти, мг/л	30	В систему утилизации воды
		Содержание мехпримесей, мг/л	30	

В таблице 4 приведена характеристика метанола – ингибитора гидратообразования [8].

Таблица 4 – Характеристика метанола

№П/П	Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
1	Назначение реагента		Предотвращение гидратообразования
2	Агрегатное состояние		Прозрачная бесцветная жидкость без нерастворимых примесей
3	Растворимость		Водорастворимый
4	Плотность при 20 °С	кг/м ³	791...792
5	Вязкость при 20 °С	мПа·с	0,817
6	Температура кипения	°С	плюс 64
7	Температура вспышки	°С	плюс 6 (ЛВЖ)
8	Температура замерзания	°С	минус 97,8
9	Концентрация	%	не менее 95

В таблице 5 представлены значения основных физико-химических свойств пластовой нефти, воды и газа [8].

Таблица 5 – Физико-химические свойства пластовой нефти, газа и воды

Наименование показателя	Значение	
	Диапазон изменения	Среднее
Нефть		
Пластовое давление, МПа	21,09...21,90	21,43
Давление насыщения газом, МПа	7,70...21,97	18,23
Плотность, кг/м ³ (в пластовых условиях)		735
Плотность, кг/м ³ (в поверхностных условиях при 20 °С)		822
Вязкость, мПа·с (в пластовых условиях)	0,48...2,56	1,67
Вязкость, мПа·с (в поверхностных условиях при 20 °С)		8,35
Объемный коэффициент, ед.	1,26...1,51	1,40
Температура насыщения парафином, °С	15...75	52
Температура плавления парафина, °С		52
Пластовая температура, °С	25,12...27,00	26,65
Температура начала кристаллизации, °С		15
Температура застывания нефти, °С		минус 36,5
Попутный газ		
Вязкость, мПа·с		0,024
Объемный коэффициент, доли ед.		0,047
Содержание стабильного конденсата, г/м ³		58,9
Газосодержание, м ³ /м ³		0,22
Газосодержание, м ³ /т		194
Объемный коэффициент, доли ед.	0,999...1,000	0,994
Вязкость, мПа·с	1,360...1,920	1,733
Общая минерализация, г/л	116,5...257,6	237,7
Плотность, кг/м ³	1076...1169	1139

Компонентный состав пластовой нефти и выделившегося газа пласта «Рифей» ЮТМ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Компонентный состав пластовой нефти и выделившегося газа пласта «Рифей» ЮТМ [8]

Компоненты	Выделившийся газ	Пластовая нефть
	мол. содержание, %	мол. содержание, %
1	2	3
Азот + редкие	1,96	1,18
в т.ч. гелий	0,0448	0,0267
Метан	58,26	35,01
Этан	20,69	12,65
Пропан	10,01	6,52
Изобутан	1,67	1,25
Н-бутан	4,12	3,41
Изопентан	1,12	1,41
Н-пентан	1,25	1,98
Циклопентан	0,02	0,04
2,3-Диметилбутан + 2 Метилпентан	0,23	0,73
3 Метилпентан	0,12	0,41
Н-гексан	0,32	1,67
Метилциклопентан	0,03	0,20
2,2-Диметилпентан	-	0,04
Циклогексан	0,02	0,24
Сумма изогептанов	0,1	1,16
Н-гептан	0,05	1,53
Метилциклогексан	0,02	0,66
Сумма изооктанов	0,01	1,39
Н-октан	следы	1,19
Остаток (C9+В)	-	27,33
Всего:	100,0	100,0

Нефть является малосернистой (в среднем 0,22 %), малосмолистой и смолистой (в среднем 4,51 %), малопарафиновой и парафиновой в среднем 2,03 %. Содержание фракций, выкипающих до 200 °С составляет от 16,5 до 32,5 %, в среднем 25,0 %; до 300 °С – от 43,5 до 58 %, в среднем 48 %. Температура застывания разгазированной нефти составляет в среднем -38,5 °С, температура начала кипения – 65 °С [8].

4 Расчетная часть

4.1 Расчет количества ингибитора гидратообразования (метанола) для промышленного трубопровода

Проведем расчет необходимого объема дозирования ингибитора гидратоотложений согласно инструкции [9] на примере промышленного трубопровода, основные параметры, применяемые для расчетов, представлены в таблице 7. Компонентный состав транспортируемого газа приведен в таблице 8.

Таблица 7 – Исходные данные для реализации расчёта объема дозирования ингибитора гидратоотложений для промышленного трубопровода «Х»

Параметр	Обозначение	Показатель	Единицы измерения
Производительность трубопровода	Q	894792	нм ³ /сут
Диаметр трубопровода	D	219	мм
Начальное давление	P_1	4,4	МПа
Конечное давление	P_2	4,1	МПа
Начальная температура газа	T_1	27,9	°С
Конечная температура газа	T_2	5,1	°С

Таблица 8 – Компонентный состав транспортируемого газа

Компоненты	Мольный процент компонента
Гелий	0,052
Углекислый газ	0,021
Сероводород	0,0005
Азот	4,586
Метан	82,62
Этан	9,323
Пропан	2,71
Бутан	0,553
Пентан	0,041
Гексан	0,098

Требуемое снижение температуры гидратообразования:

$$\Delta t = T_{\text{гидр.}} - T_2, \quad (1)$$

где $t_{\text{гидр.}}$ – равновесная температура гидратообразования;

T_2 – конечная температура газа.

Определим относительную плотность транспортируемого газа:

$$\gamma = \frac{M}{M_{\text{в.}}}, \quad (2)$$

где M – молярная масса газа;

$M_{\text{в.}}$ – молярная масса воздуха, г/моль (в расчетах принимается

$M_{\text{в.}} = 28,98$ г/моль).

Молярную массу транспортируемого газа определим по формуле:

$$M = \sum \frac{M_i \cdot x_i}{100}, \quad (3)$$

где M_i – молярная масса компонента, входящего в состав газа;

x_i – мольный процент компонента.

$$\begin{aligned} M &= \frac{4,003 \cdot 0,052}{100} + \frac{44,01 \cdot 0,021}{100} + \frac{34,8 \cdot 0,0005}{100} + \frac{14 \cdot 4,586}{100} + \\ &+ \frac{16,04 \cdot 82,62}{100} + \frac{30,07 \cdot 9,323}{100} + \frac{44,1 \cdot 2,71}{100} + \frac{58,1 \cdot 0,553}{100} + \frac{72,15 \cdot 0,041}{100} + \\ &+ \frac{86,17 \cdot 0,098}{100} = 18,58 \text{ г/моль.} \end{aligned}$$

Относительная плотность газа равна:

$$\gamma = \frac{18,58}{28,98} = 0,619.$$

Определим среднее давление в рассматриваемом трубопроводе:

$$p_{\text{cp}} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right), \quad (4)$$

где p_1 – давление газа в начале участка, МПа;

p_2 – давление газа в конце участка, МПа.

$$p_{\text{cp}} = \frac{2}{3} \left(4,4 + \frac{4,1^2}{4,4 + 4,1} \right) = 4,25 \text{ МПа.}$$

Равновесную температуру гидратообразования определим из фазовой диаграммы, представленной на рисунке 9 согласно полученной относительной плотности газа и его среднего давления в трубопроводе.

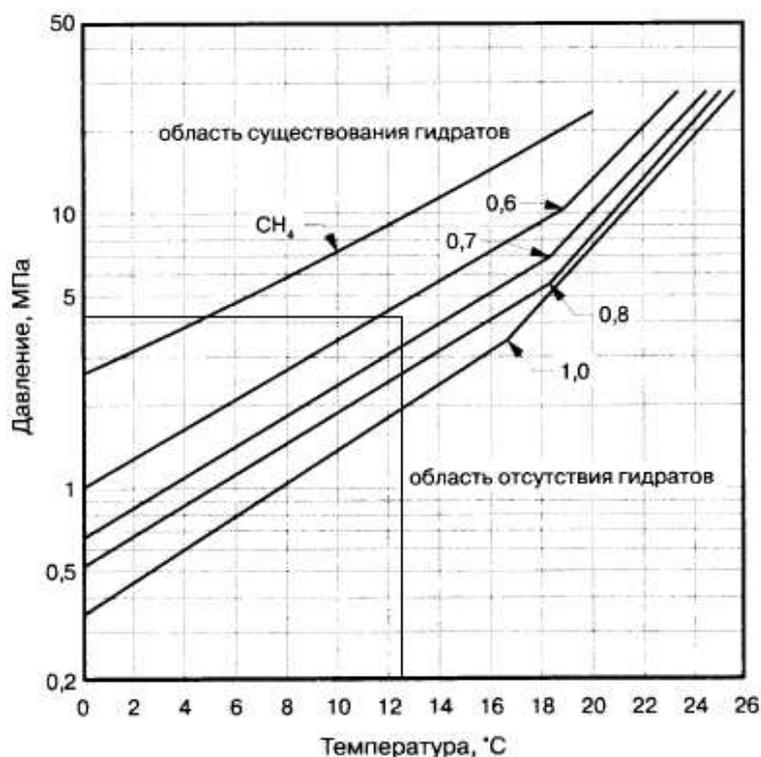


Рисунок 9 – Фазовая диаграмма для определения температуры гидратообразования

Исходя из диаграммы можно сделать вывод о том, что при понижении температуры ниже 12,5 °С может наблюдаться образование гидратов при данном давлении и плотности газа.

$$\Delta t = 12,5 - 5,1 = 7,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Концентрация метанола в водном растворе, обеспечивающая заданное снижение температуры определяется по формуле:

$$C_{\text{м.}} = \frac{M_{\text{и.}} \cdot \Delta t}{M_{\text{и.}} \cdot \Delta t + K_{\text{р.}}}, \quad (5)$$

где $M_{\text{и.}}$ – молекулярная масса ингибитора (для метанола принимается $M_{\text{и.}} = 32$ кг/моль) кг/моль;

K_p – константа Хаммершмидта, ед (в расчетах принимается $K_p = 1295$ ед).

$$C_M = \frac{32 \cdot 7,4}{32 \cdot 7,4 + 1295} = 0,154 \text{ кг/1000м}^3.$$

Надежный безгидратный режим работы достигается при концентрации метанола в 1,15...1,2 раза выше по сравнению с расчетной, тогда:

$$C_{\text{м.итог}} = 1,2 \cdot C_{\text{м.}}; \quad (6)$$

$$C_{\text{м.итог}} = 1,2 \cdot 0,154 = 0,186 \text{ кг/1000м}^3.$$

Влагосодержание газа в начале и в конце рассматриваемого участка определим по номограмме, представленной на рисунке 10.

Влагосодержание в начале участка:

$$W_1 = 0,66 \text{ г/м}^3.$$

Влагосодержание в конце участка:

$$W_2 = 0,18 \text{ г/м}^3.$$

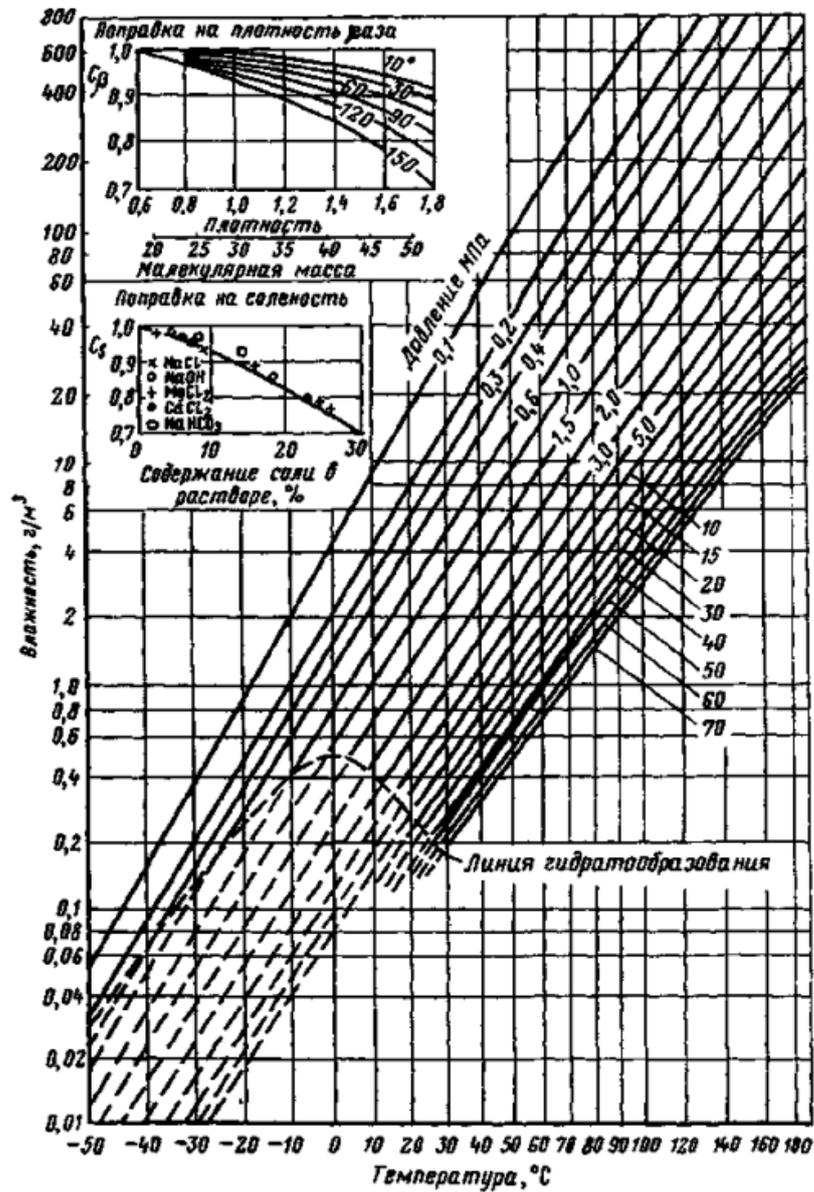


Рисунок 10 – Номограмма равновесного содержания водяного пара в природном газе

Количество содержащейся в газе жидкой воды определим по формуле:

$$\Delta W = W_1 - W_2 \cdot (1 - (9 \cdot C_{\text{м.итог}}) / (1600 - 7 \cdot C_{\text{м.итог}})); \quad (7)$$

$$\Delta W = 0,66 - 0,18 \cdot (1 - (9 \cdot 18,6) / (1600 - 7 \cdot 18,6)) = 0,5 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Равновесное содержание метанола в газовой фазе, контактирующей с водометанольным раствором найдем по формуле:

$$g_{\text{г}} = \frac{9 \cdot C_{\text{м.итог}}}{1600 - 7 \cdot C_{\text{м.итог}}} \cdot M_0, \quad (8)$$

где M_0 – количество метанола, растворяющегося в газе при данном давлении и температуре, г/м³.

Количество метанола, растворяющегося в газе при данном давлении и температуре определим по диаграмме, представленной на рисунке 11.

Для $P_2 = 4,1$ МПа и $T_2 = 5,1$ °С $M_0 = 3,5$ г/м³.

$$g_{\text{г}} = \frac{9 \cdot 18,6}{1600 - 7 \cdot 18,6} \cdot 3,5 = 0,397 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Удельный расход метанола вводимого в поток газа для предупреждения гидратообразования определим по формуле:

$$G = (\Delta W \cdot C_{\text{м.итог}}) / (C_1 - C_{\text{м.итог}}) + ((100 - C_{\text{м.итог}}) / (C_1 - C_{\text{м.итог}})) \cdot g_{\text{г}}, \quad (9)$$

где C_1 – концентрация закачиваемого в газ метанола (обычно 90...95 %).

$$G = (0,5 \cdot 18,6) / (95 - 18,6) + ((100 - 18,6) / (95 - 18,6)) \cdot 0,397 = \\ = 0,545 \text{ кг/1000 м}^3.$$

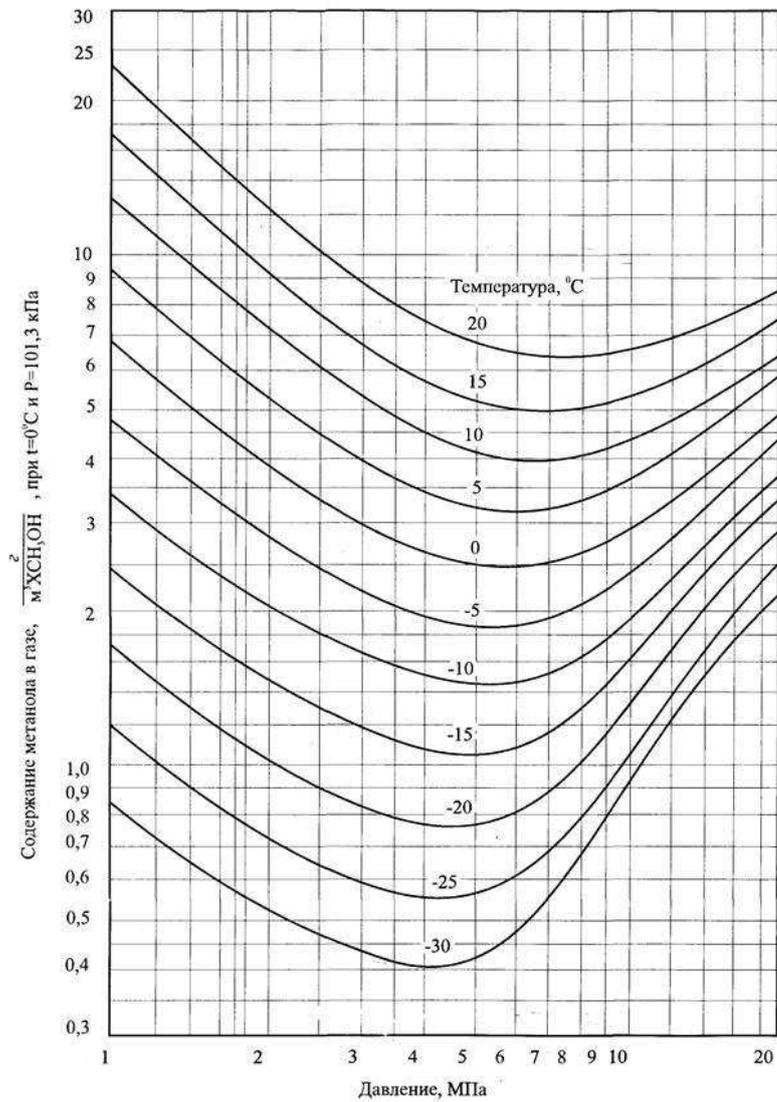


Рисунок 11 – Диаграмма растворимости метанола в газе в системе «метанол– природный газ»

Количество метанола, вводимого в трубопровод найдем по формуле:

$$Q_{\text{м.}} = G \cdot Q, \tag{10}$$

где Q – производительность рассматриваемого трубопровода

$$Q_{\text{м.}} = 0,545 \cdot 894,8 = 487,7 \text{ кг/сут или } 615,7 \text{ л/сут.}$$

В результате сравнения полученных расчетных вычислений со средним значением по отрасли, наблюдается значительная экономия ингибитора гидратообразования, ведь, во многих случаях, наилучший эффект предотвращения гидратообразования достигается путем подачи в трубопровод значительного количества ингибитора (метанола) в объемах – 800...1200 л [4], но опираясь на расчеты, приведенные в данной работе, можно значительно сократить количество заливаемого ингибитора (метанола).

5 Техническое предложение

Несмотря на активное применение метанола в нефтегазовой промышленности, как ингибитора гидратообразования, его эксплуатация сопровождается высоким удельным расходом, а следовательно возникают проблемы, связанные с масштабной поставкой и хранением метанола, ведь в месяц может потребоваться несколько десятков тонн ингибитора. Помимо проблемы объемных поставок, метанол является ядовитым веществом, что также усложняет его транспортировку, хранение и работу с ним.

В следствии этого возникает потребность в ингибиторе гидратообразования с меньшим удельным расходом, но при этом имеющий ингибирующие свойства не хуже метанола.

Альтернативным решением может стать применение кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А, представляющий собой стереорегулярный сополимер N-винилпирролидона и капролактама, Другими словами, СОНГИД-1801А является водорастворимым полимером, содержащий в своей структуре атомы азота и кислорода. Данный ингибитор создан производством ЗАО «Опытный завод Нефтехим», согласно предложенной методике тестирования данный ингибитор предотвращает гидратообразование при дозировке в 32 раза ниже метанола.

5.1 Экспериментальная часть

Для исследования эффективности ингибитора СОНГИД1801А предприятием ЗАО «Опытный завод Нефтехим» была разработана специальная установка, представленная на рисунке 12, состоящая из термобарокамеры высокого давления (до 30 МПа) объемом 250 см³. Параметры давления и температуры, возникающие в данной камере контролируются датчиками и выводятся на интерфейс компьютера [10].

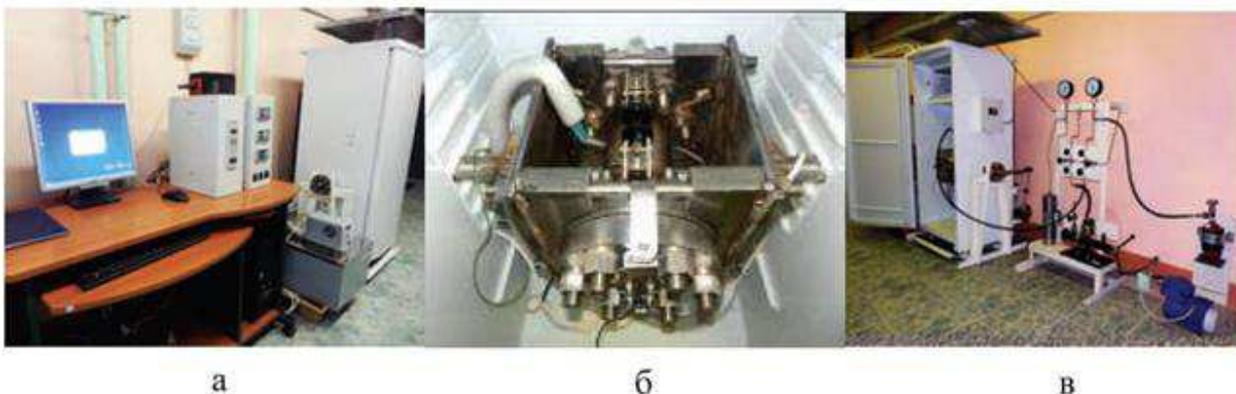


Рисунок 12 – Общий вид экспериментальной установки: а – блок управления и обработки результатов; б – термобарическая камера; в – газовый баллон и масляный насос

При проведении испытаний в качестве модели газогидратообразования была выбрана газовая смесь, в состав которой входил метан и пропан в соотношении 90:10. Для данной водонасыщенной газовой смеси был произведен расчет кривой гидратообразования, данные которой представлены на рисунке 13 и в таблице 9.

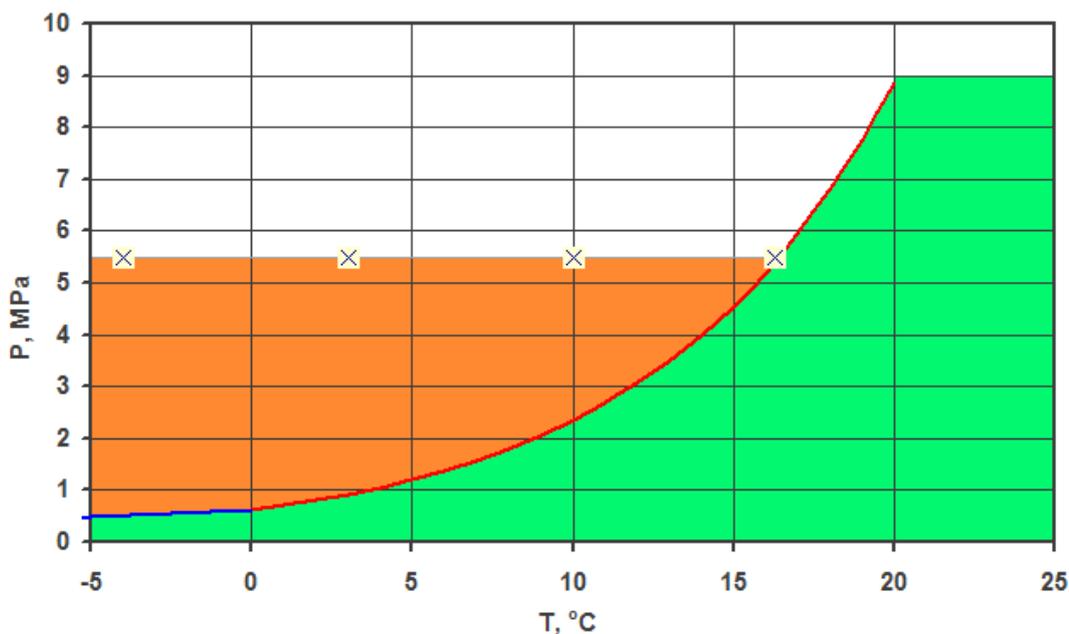


Рисунок 13 – Расчетная кривая гидратообразования модельной водонасыщенной газовой смеси

Таблица 9 – Равновесные условия гидратообразования для водонасыщенной метан-пропановой смеси

Температура, °С	-10	-5	0	5	10	15	16	17	18	19	20
Давление, МПа	0,39	0,49	0,61	1,19	2,31	4,49	5,13	5,58	6,69	7,64	8,73

5.2 Последовательность проведения испытаний

При проведении испытаний были выбраны следующие термобарические параметры: давление 5,5 МПа и температуры +10 °С, +3 °С, -4 °С

Первым этапом испытаний являлась заливка дистиллированной воды без введения ингибитора в термобарическую камеру, наполненную метан-пропановой смесью, вторым этапом являлось введение в дистиллированную воду кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А и в качестве реагента для сравнения 32 % раствор метанола.

Суть испытаний заключалась в следующем: 1) производится откачка воздуха из камеры вакуумным насосом до разреженного состояния 76 мм.рт.ст; 2) далее происходит охлаждение камеры с помощью термостата; 3) после понижения температуры в камере под давлением 6 МПа подается модельная газовая смесь; 4) при заданной температуре камера выдерживается 50...70 мин. до стабилизации давления в системе (5,5...6 МПа); 5) после стабилизации температуры и давления в камеру закачивается один, из ранее сказанных образцов [10].

5.3 Результаты испытаний

В ходе проведенных испытаний были получены результаты эффективности кинетических ингибиторов гидратообразования, представленные в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты эффективности кинетических ингибиторов гидратообразования

Образец	Концентрация, %	Температура, °С	Давление, МПа	Время тестирования, мин
Без применения ингибитора (газ-вода)	-	10	5,53	234
		3	5,61	112
		-4	5,54	-
Метанол	32	10	5,61	2400 (гидратов нет)
		3	5,54	2400 (гидратов нет)
		-4	5,55	476
СОНГИД-1801А	1	10	5,52	2400 (гидратов нет)
		3	5,55	2400 (гидратов нет)
		-4	5,58	626

Время задержки гидратообразования в модельной водонасыщенной газовой смеси фиксировалось за счет наблюдения изменения давления в камере системы, в момент начала образования гидратов происходит резкое падение давления в термобарической камере, что объясняется переходом модельного газа из газообразной в твердую фазу [10].

На рисунках 14...16 представлены графики эффективности ингибиторов по времени задержки начала гидратообразования модельной водонасыщенной газовой смеси при, выбранных для испытания, температурах:

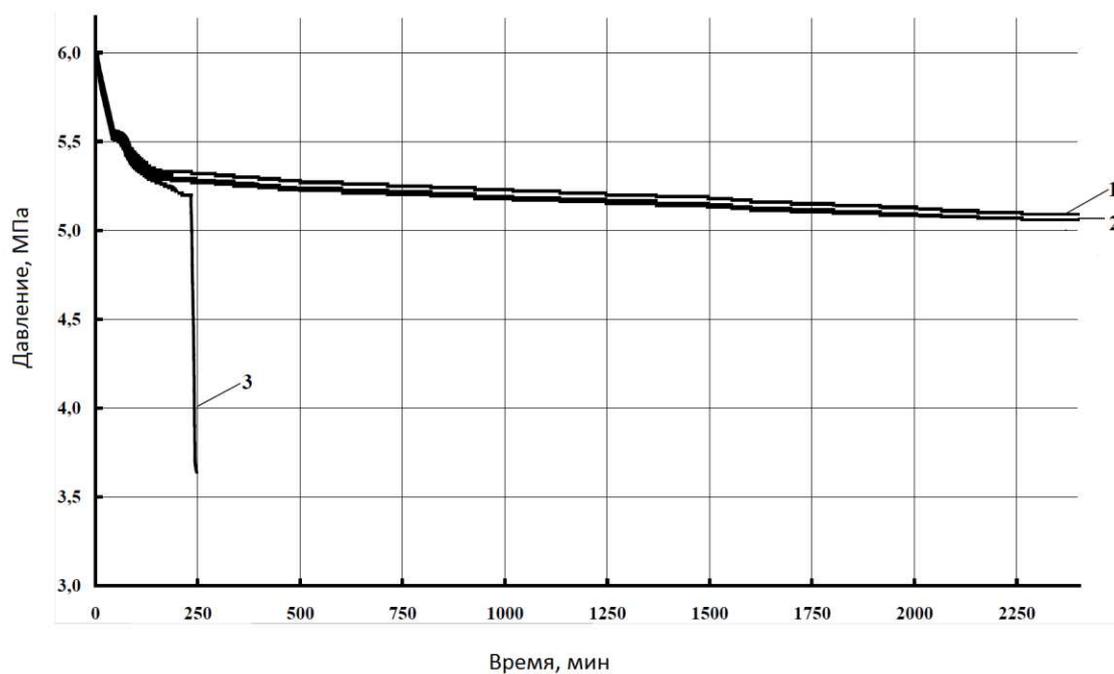


Рисунок 14 – Оценка эффективности ингибиторов по времени задержки начала образования гидратов в модельной водонасыщенной газовой смеси при температуре +10 °С: 1 – СОНГИД-1801А; 2 – метанол; 3 – без ингибитора

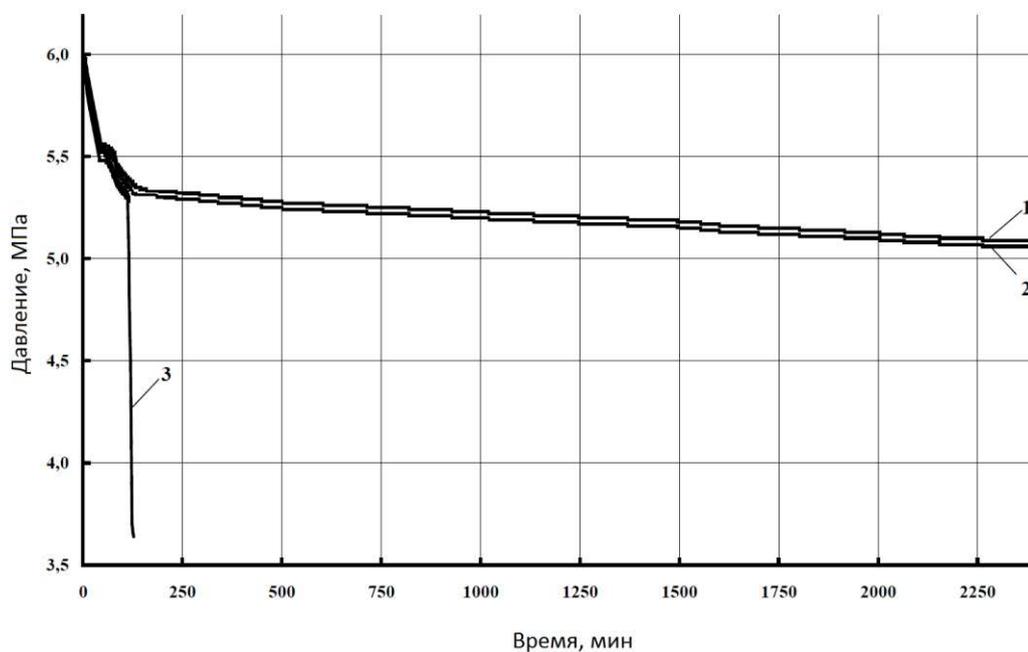


Рисунок 15 – Оценка эффективности ингибиторов по времени задержки начала образования гидратов в модельной водонасыщенной газовой смеси при температуре +3 °С: 1 – СОНГИД-1801А; 2 – метанол; 3 – без ингибитора

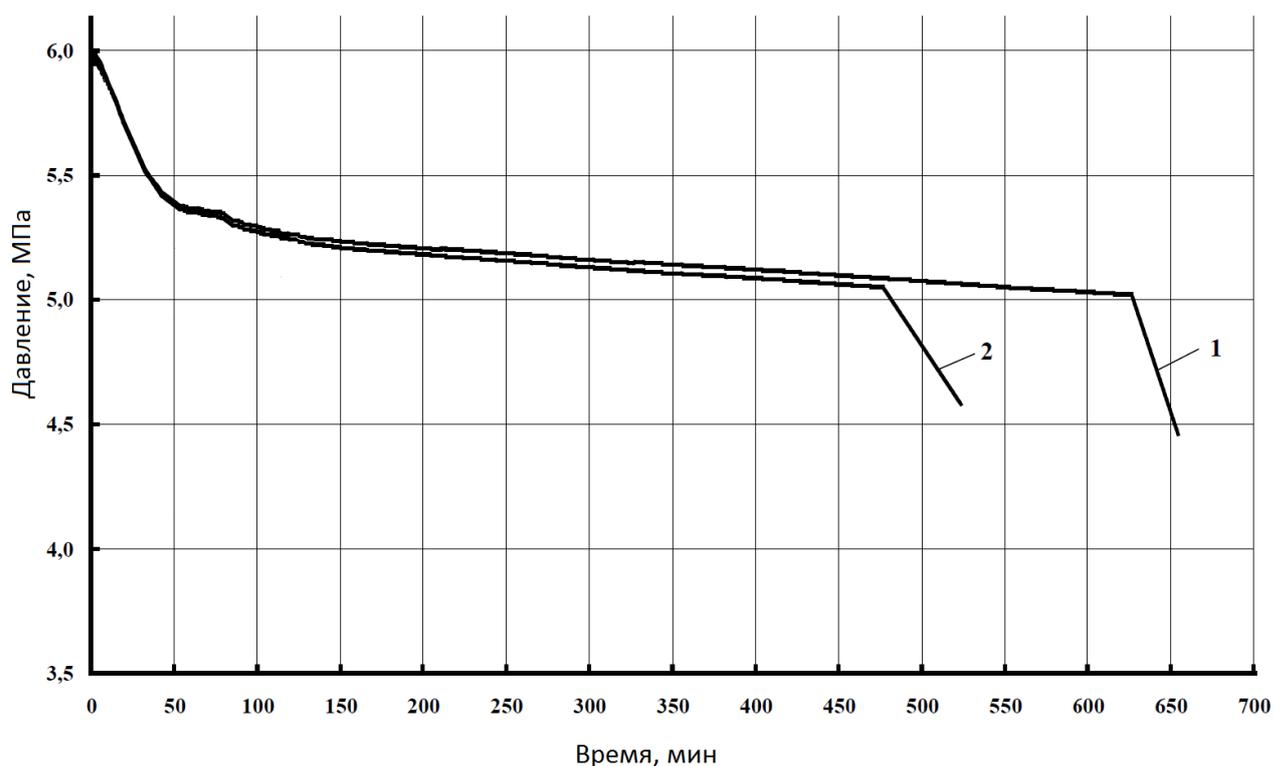


Рисунок 16 – Оценка эффективности ингибиторов по времени задержки начала образования гидратов в модельной водонасыщенной газовой смеси при температуре -4 °С: 1 – СОНГИД-1801А; 2 – метанол

В ходе проведения исследований было установлено, что СОНГИД-1801А способен снижать равновесную температуру гидратообразования в пределах 14 °С.

Помимо испытаний на эффективность, в соответствии с методом, описанным в ГОСТ 9.506 – 87 [11], были проведены испытания коррозионной агрессивности данного ингибитора. Результаты показали, что скорость коррозии 0,009 мм/год, ввиду чего ингибитор гидратообразований СОНГИД-1801А относится к низкоагрессивным реагентам [12].

Также проведены испытания на совместимость данного реагента с моделью пластовой воды и газовым конденсатом в соответствии со стандартами нефтяных компаний («Единые технические требования по основным классам химических реагентов» [13], результат испытаний показал,

что реагент полностью совместим с пластовой водой и газовым конденсатом, не вызывая помутнения или выпадения осадка [12].

СОНГИД-1801А относится к категории «экологических» ингибиторов, что делает его транспортировку, хранение и применение более безопасным, обладает полярной структурой, растворим в воде, имеет высокую молекулярную массу, в связи с чем не попадает в перекачиваемый газ.

Все санитарно-эпидемиологические заключения по данному ингибитору занесены в проектную документацию ТУ 2458-034-00151816 – 2007 (см. Приложение А).

В таблице 11 представлены физико-химические показатели ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А.

Таблица 11 – Физико-химические показатели ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А

Физико-химические свойства ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А	
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость, цвет не нормируется
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не менее	800
Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт не более	7
Активная основа, не менее, %	8
Коррозионная агрессивность, мм/год, не более	0,03
Эффективная концентрация, % не более	2

В результате полученных данных, можно сделать вывод о том, что ингибитор кинетического типа СОНГИД1801А является реагентом, обладающим эффективной способностью бороться с гидратообразованием, при этом, использованная в испытаниях дозировка данного ингибитора в 32 раза ниже дозировки метанола при аналогичном снижении температуры и времени задержки образования гидратов, что доказывает высокую эффективность данного кинетического ингибитора гидратообразования, а также позволит

снизить операционные затраты при защите трубопроводов от гидратообразования.

5.4 Опытно-промышленные испытания ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А

Для оценки эффективности ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А были произведены опытнo-промышленные испытания на месторождениях Западной Сибири [14], в результате которых были представлены эффективные дозировки данного реагента для трех сезонов года, обладающих различными температурными периодами, представленные в таблице 12:

Таблица 12 – Эффективные дозировки реагента «СОНГИД-1801А», л/сут (г/м³)

Период (температура)	Месторождение А (куст скважин)	Месторождение Б (скв.10)
Зима (от -30...-30 °С)	8 (150)	2 (40)
Запуск, остановка скважин	10...12 (200)	-
Зима (от -45...-30 °С)		2...6 (40...120)
Зима-весна (-15...0 °С)		0,5...0,6 (10)
Лето	5 (100)	-

6 Безопасность и экологичность

Объекты систем сбора и транспортировки углеводородного сырья относятся к объектам повышенной опасности, поэтому при эксплуатации данных систем важно соблюдать все требования производственной безопасности, охраны труда, а также защиты окружающей среды, чтобы не допустить аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией трубопровода, а также исключить возникновение несчастных случаев персонала.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Все работы по эксплуатации, выполнению монтажных и восстановительных работ на линейной части трубопровода выполняются трубопроводчиком линейным на открытой площадке.

На рисунке 17 представлены опасные и вредные факторы, которым может быть подвержен трубопроводчик линейный при обслуживании линейной части трубопровода [15].



Рисунок 17 – Опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на трубопроводчика линейного при выполнении работ при обслуживании линейной части трубопровода

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рассматриваемый участок промышленного трубопровода Юрубчено-Тохомского месторождения находится в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края, близлежащие поселки – Куюмба (70 км к юго-западу от поселка) и Ошарово (100 км к западу от поселка). Климат данного района резко континентальный, где характерна продолжительная зима и умеренно теплое лето, а также большие годовые и суточные перепады температур воздуха [16]. Данная территория расположена в

IV климатическом регионе, где средняя температура зимних месяцев достигает – 41 °С, а средняя скорость ветра 1,3 м/с [17].

В зимний период ведения работ для обеспечения оптимального теплового баланса организма персонал обеспечивается теплой одеждой и специальными помещениями для обогрева вагон-бытовка, где температура воздуха в целях нормализации теплового состояния организма работника должна поддерживаться на уровне 21...25 °С [18]. При температуре окружающего воздуха ниже -30 °С градусов проводить работы запрещается.

Техника и оборудование, требуемое для осуществления работ, расположены на стоянках и в отапливаемых помещениях.

6.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Проведение работ по эксплуатации, выполнению монтажных и восстановительных работ производится на открытой площадке. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории рабочих площадок установлены знаки безопасности, указывающие места остановки и стоянки спецтранспорта, а также зоны для их проезда.

Некоторая часть факторов санитарно-гигиенических условий труда может оказывать неблагоприятное влияние на работника, тем самым снижая его работоспособность, а также ухудшая его состояние здоровья. Особое внимание целесообразно уделять влиянию адаптируемых факторов внешней среды (метеорологическим условиям, шуму, вибрации, освещенности), отрицательное воздействие которых можно в значительной степени уменьшить за счет применения активных средств совершенствования трудового процесса.

Все работы производятся при естественном освещении. Недостаточная освещенность рабочих зон может негативно сказываться на работоспособности сотрудников, а также быть причиной получения травм персонала, поэтому при недостаточном освещении (выполнении работ в ночное или сумеречное время), предусмотрено использование установок общего и комбинированного освещения, обеспечивающий уровень освещенности не ниже 10 лк [19].

В процессе работы используются насосы и компрессоры для перекачки нефти и газа, а также специальные дозировочные плунжерные насосы для подачи реагентов в трубопровод. Данные машины являются основными источниками шума на производстве.

Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест представлены в таблице 13 [20].

Таблица 13 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	
Выполнение работ в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	80
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала (пассажиров) легковых автомобилей и автобусов	93	79	70	63	58	55	52	50	60

Повышенный шум при длительном воздействии приводит к заболеванию нервной системы, способствует нарушению психологического состояния человека, вызывает утомление и раздражение.

Для защиты органов слуха от вредного воздействия шума используют противושумные наушники [20].

Электродвигатели, приводящие в работу насосное и компрессорное оборудование, являются источниками повышенной вибрации. Длительное воздействие повышенной вибрации приводит к поражению центральной нервной системы, вызывая головные боли, нарушения сердечной деятельности и сна. Для снижения вибрационных воздействий используют спецодежду с виброгасящей прокладкой [21].

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При проведении работ по перекачке углеводородного сырья имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

В таблице 14 представлен перечень ПДК веществ в воздухе рабочей среды [22].

Таблица 14 – Перечень ПДК веществ в воздухе рабочей среды

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100 % свободной	4
Сероводород в смеси с углеводородами С1 – С5	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С1 – С10	300
Хлор	0,1

Для непрерывного контроля воздушной среды рабочей зоны, в которой находится персонал, используют переносной газоанализатор, оснащенный сигнализацией о превышении ПДК или выставленного предела. Для защиты органов дыхания предусмотрены противогазы.

Напряжение, потребляемое для работы УЭЦН составляет 380 В, для обеспечения безопасности персонала все металлические части оборудования заземлены. Сопротивление заземляющих устройств не превышает 4 Ом, контроль сопротивления осуществляется не реже одного раза в год [23].

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Нефть, газ, газовый конденсат, а также ингибирующие реагенты, вводимые в трубопровод, являются легковоспламеняющимися веществами. При работе с ними возникает возможность пожаров и взрывов.

В таблице 15 приведены характеристики взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ [24].

Таблица 15 – Характеристика взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ

Название вещества	Класс опасности	Температура, вспышки, °С	Температура воспламенения, °С	Температура, самовоспламенения °С	Нижний концентрационный предел воспламенения, %об.	Верхний концентрационный предел воспламенения, %об.	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³
Попутный газ	4	–	–	535	4,4	17	300
Деэмульгатор СНПХ-4315Д	4	28	30	423	–	–	5...50
Ингибитор коррозии СНПХ-1004	3	23	27	320	–	–	10
Ингибитор гидратообразования метанол	3	8	13	440	6,9	35,5	5

Производство по взрывопожарной опасности имеет категорию А, поскольку при определенных условиях возможно образование

взрывопожароопасной газовой смеси с нижним пределом взрываемости 10 % и менее к объему воздуха и температурой вспышки до 28 °С [25].

При выполнении работ по предупреждению гидратообразования на линейном участке трубопровода необходимо руководствоваться правилами пожарной безопасности. Система сигнализации о пожаре представлена автоматическим инфракрасным датчиком пожара, реагирующим на инфракрасное излучение, которое возникает при наличии источника высокой температуры и (или) ручными пожарными извещателями для подачи сигнала о пожаре. Дополнительным способом сигнализации о пожаре являются средства связи работников, при помощи которых можно оповестить ответственных за пожарную безопасность либо сообщить в диспетчерскую службу о пожаре.

Запрещено применение открытого огня, а также курение на рабочей площадке. Для ликвидации образовавшегося очага возгорания на площадках имеются первичные средства пожаротушения – ведра пожарные, лопаты штыковые и совковые, багор, кошму, ящик с песком, огнетушители класса В и С (порошковые, углекислотные, воздушно-пенные):

- порошковые – ОП-5, ОП-10;
- углекислотные – ОУ-2, ОУ-5 и ОУ-8;
- воздушно-пенные – ОВП-5, ОВП-10.

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Использование различного промышленного оборудования на нефтяных, нефтегазовых и газовых промыслах может привести к возникновению чрезвычайных ситуаций различного характера, несущих негативные последствия. Возможные чрезвычайные ситуации и их последствия приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Возможные чрезвычайные ситуации и их последствия, которые могут возникнуть на нефтяных, нефтегазовых и газовых промыслах

№	Чрезвычайная ситуация	Последствия чрезвычайной ситуации
1	Разливы нефтепродуктов и хим. реагентов	Негативное воздействие на окружающую среду; Угроза отравления парами летучих хим.реагентов
2	Выброс природного газа	Угроза отравления работников природным газом; Негативное воздействие на атмосферу; Увеличение вероятности пожара вследствие повышенной загазованности.
3	Неисправность оборудования и трубопроводов	Разливы нефти и химических реагентов; Выбросы природного и попутного газов в атмосферу.
4	Пожар на территории производства	Урон здоровью рабочих ввиду отравления угарным газом и воздействия высоких температур; Материальный ущерб производству и инфраструктуре.

Объект относится к 1 группе по гражданской обороне [26].

Проводимые работы являются периодическими и внеплановыми.

Транспортировка углеводородного сырья является непрерывным технологическим процессом.

Общая численность работающих составляет 3 человека в смену (водитель и 2 линейных трубопроводчика), общая численность – 6 человек в обе смены.

Источниками образования вторичных факторов поражения на территории установки подготовки нефти являются:

- емкости дренажные;
- трубопроводы с нефтью и газом;
- блок дозирования химического реагента.

Жилые и производственные блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением. Электроэнергия, вырабатываемая на ГТЭС, распределяется по линиям электропередач.

Для защиты персонала на случай ЧС все сотрудники обеспечены индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций и обеспечения безопасности работников и предприятия необходимо проводить постоянный

контроль исправности оборудования, систематические инструктажи по технике безопасности.

Также важным действием по предупреждению ЧС является систематический контроль подтверждения квалификации сотрудников.

В случае возникновения аварии, возгорания или пожара, персоналу необходимо прекратить выполняемые работы, отключить электроэнергию в опасной зоне, сообщить о случившейся ситуации непосредственному руководителю работ и, по возможности, принять меры по ликвидации происшествия.

6.7 Экологичность проекта

На объектах промысловых трубопроводов необходимо предусматривать мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- уменьшение количества разъемных соединений, 100% контроль сварных швов физическими методами;
- сбор утечек в закрытые дренажные емкости.

Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от объектов трубопровода должна осуществляться путем:

- использования новых видов оборудования без потребления воды;
- сокращения сброса сточных вод в водоемы и уменьшения концентрации вредных веществ в сбрасываемых стоках;
- утилизации уловленной нефти путем закачки ее в нефтепровод или в топливные резервуары;
- устройства обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройства глиняных замков, других противодренирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов;

– уменьшения концентрации вредных веществ до предельно-допустимых путем применения совершенных средств очистки;

– водоотведения, выполненного в соответствии с нормативными требованиями к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения.

При проектировании трубопровода необходимо предусмотреть мероприятия по восстановлению земельных участков, использованию плодородного слоя почвы, охране недр, растительного и животного мира:

– обоснование способов и объемов снятия и хранения плодородного слоя почвы;

– нанесение плодородного слоя почвы на восстанавливаемые участки;

– восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или ремонтных работ;

– восстановление земельных участков и приведение их в состояние, пригодное для использования по назначению.

7 Экономическая часть

В данном разделе выпускной квалификационной работы будет проведен сравнительный анализ экономической эффективности при замене действующего ингибитора гидратообразования (метанола) на альтернативный ингибитор СОНГИД-1801А.

7.1 Определение капитальных вложений

7.1.1 Определение стоимости оборудования

Стоимость оборудования для установки блока ввода метанола представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Состав и стоимость оборудования для ввода метанола

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен
I. Оборудование стоимостью более 40000 руб. за единицу						
1	Блок ввода метанола Н84	шт	1	314996,4	314996,4	[27]
2	Контейнер для перевозки метанола специализированный КМ-2	шт	1	154972,8	154972,8	[28]
Итого:					469969,2	
II. Оборудование стоимостью менее 40000 руб. за единицу						
3	Блок бокс	шт	1	59900,0	59900,0	[29]
4	Датчик давления Метран 150	шт	1	35000	35000	[30]
5	Датчик расхода жидкости PIUSI K 24 A-M/F1	шт	1	18492	18492	[30]

Окончание таблицы 17

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен
6	Термометр биметаллический коррозионностойкий РОСМА БТ-44.220	шт	1	2010	2010	[31]
7	Фильтр для системы впрыска метанола	шт	1	2923	2923	[32]
Итого					77925	
Всего					547894,2	

7.1.1 Определение затрат на оплату труда при обслуживании оборудования для использования действующего ингибитора гидратообразования (метанола)

Для того, чтобы обеспечивать обслуживание оборудования, необходимо привлечь двух линейных трубопроводчиков, а также одного водителя для доставки персонала к месту выполняемых работ.

Определим расчет затрат на обслуживание оборудования при использовании расчета ингибитора согласно инструкции [9]. Временные затраты на обслуживание принимаем около 4 часов в день (исходя из объема ингибитора). Исходя из того, что продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов, включая обеденный перерыв 1 час, найдем затраты на обслуживание оборудования.

Оклад заработной платы сотрудников определяем с помощью сервиса поиска работы [33, 34].

Расчет затрат на обслуживание оборудования при использовании расчета ингибитора по инструкции [9] приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет затрат на обслуживание оборудования при использовании расчета ингибитора по инструкции [9].

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес яц	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный	2	16363,6	4909,1	4909,1	654,5	53672,7	644072,7
Водитель	1	12727,3	3818,2	3818,2	509,1	20872,7	250472,7
Итого:	3	х	х	х	х	74545,5	894545,5

Размер страховых взносов составляет 30 % от фонда оплаты труда. Страховые взносы составят: $894545,5 \cdot 0,3 = 268363,6$ руб.

Определим расчет затрат на обслуживание оборудования в среднем по отрасли. Исходя из объема ингибитора временные затраты на обслуживание принимаем около 5 часов в день.

Расчет затрат на обслуживание оборудования в среднем по отрасли приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет затрат на обслуживание оборудования в среднем по отрасли.

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес яц	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный	2	20454,5	6136,4	6136,4	818,2	67090,9	805090,9
Водитель	1	15909,1	4772,7	4772,7	636,4	26090,9	313090,9
Итого:	3	х	х	х	х	93181,8	1118182

Размер страховых взносов составляет 30 % от фонда оплаты труда. Страховые взносы составят: $1118182 \cdot 0,3 = 335454,6$ руб.

7.1.2 Определение затрат на оплату труда при обслуживании оборудования для использования альтернативного ингибитора СОНГИД-1801А

При использовании ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А может использоваться то же оборудование, что и для метанола. Также необходимо привлечь двух линейных трубопроводчиков, и одного водителя для доставки персонала к месту выполняемых работ. Временные затраты на обслуживание принимаем около 0,15 часа в день, в связи с меньшим объемом закачиваемого ингибитора.

Расчет затрат на обслуживание оборудования при использовании ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет затрат на обслуживание оборудования при использовании ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А.

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес яц	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный	2	613,6364	184,0909	184,0909	24,54545	2012,727	24152,73
Водитель	1	477,2727	143,1818	143,1818	19,09091	782,7273	9392,727
Итого:	3	х	х	х	х	2795,455	33545,45

Размер страховых взносов составляет 30 % от фонда оплаты труда. Страховые взносы составят: $33545,45 \cdot 0,3 = 10063,6$ руб.

На основании таблиц 18...20 для наглядности полученных итогов, была построена сравнительная диаграмма затрат, выделяемых на рабочий персонал для обслуживания оборудования, представленная на рисунке 18.

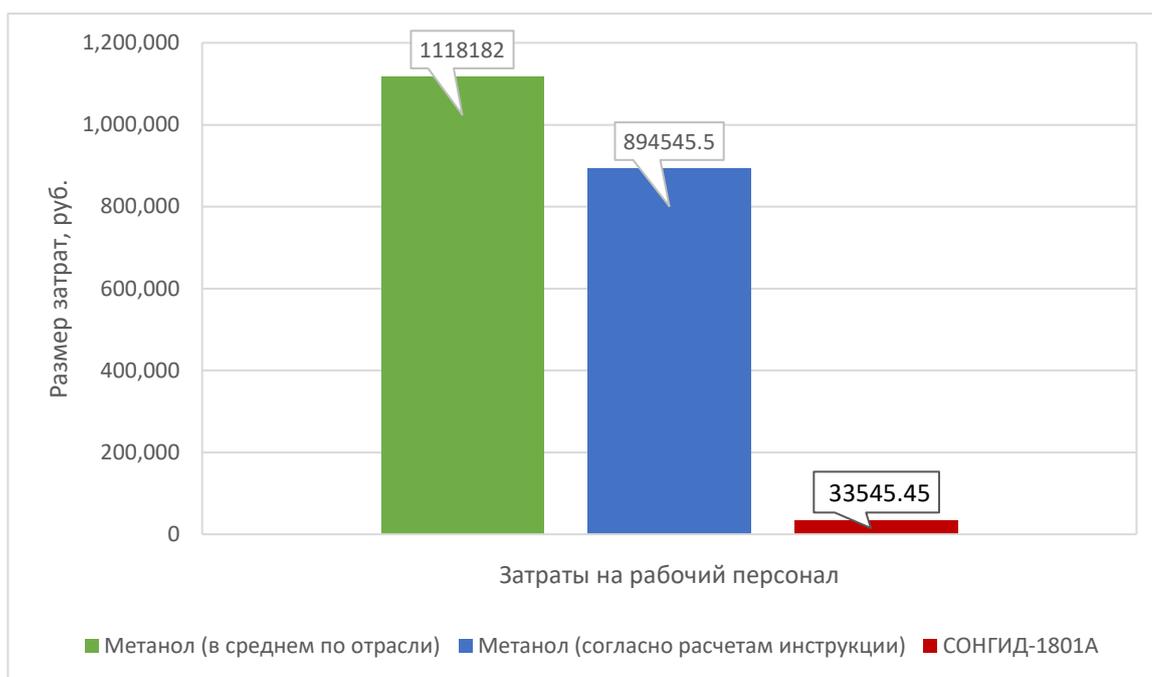


Рисунок 18 – Сравнение затрат на оплату труда для обслуживания оборудования, использующего ингибитор

7.2 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений $\sum_{Аморт}$ начисляется линейным методом, рассчитывается по формуле:

$$\sum_{Аморт} = \frac{C_{ос} \cdot H_a}{100\%} \quad (11)$$

где $C_{ос}$ – первоначальная стоимость основного оборудования без НДС, руб

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_a = \frac{100}{\text{Ср.службы}} \quad (12)$$

Таблица 21 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Блок ввода метанола Н84	1	262497	7	14,29	37499,57
Контейнер для перевозки метанола специальный КМ-2	1	129144	30	3,33	4300,5
Итого:	-	-	-	-	41804,37

Амортизационные отчисления по годам приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Амортизационные отчисления по годам

Показатель	1 год
Основные средства, стоимость до 40 тыс.руб. без НДС, тыс. руб	64937,5
Основные средства, стоимость более 40 тыс.руб.	41804,37
Итого:	106741,9

7.3 Определение затрат на электроэнергию

В постоянном источнике питания нуждается мембранный дозировочный насос марки НДМ-2С 160/45 К1В, входящий в состав блока ввода метанола с мощностью двигателя 1,1 кВт и производительностью 160 л/ч. Ежемесячное потребление электроэнергии принимаем исходя из времени работы насоса.

Произведем расчет затрат на электроэнергию при использовании метанола в, среднем по отрасли, объеме.

Таблица 23 – Сумма расходов на электроэнергию за один год при использовании метанола в, среднем по отрасли, объеме

Показатель	Тариф , руб./кВт·ч	Потребление за год, кВт·ч	Итого за год, руб	Источник цен
Электроэнергия	45,46	1980	90010,8	[35]

Произведем расчет затрат на электроэнергию при использовании метанола в объеме, полученном при использовании расчета ингибитора по инструкции [9] .

Расчет затрат на электроэнергию при использовании метанола в объеме, полученном при использовании расчета ингибитора по инструкции [9] приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Сумма расходов на электроэнергию за один год при использовании метанола в объеме, полученном при использовании расчета ингибитора по инструкции

Показатель	Тариф , руб./кВт·ч	Потребление за год, кВт·ч	Итого за год, руб	Источник цен
Электроэнергия	45,46	1584	72008,6	[35]

Произведем расчет затрат на электроэнергию при использовании альтернативного ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А.

Расчет затрат на электроэнергию при использовании метанола в, среднем по отрасли, объеме приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Сумма расходов на электроэнергию за один год при использовании альтернативного ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А.

Показатель	Тариф , руб./кВт·ч	Потребление за год, кВт·ч	Итого за год, руб	Источник цен
Электроэнергия	45,46	59,4	2700,3	[35]

На основании таблиц 23...25 для наглядности полученных итогов, была построена сравнительная диаграмма затрат, выделяемых на электроэнергию, представленная на рисунке 19.



Рисунок 19 – Сравнение затрат выделяемых на электроэнергию

7.4 Определение затрат на закупку ингибитора гидратообразования (метанол)

Определим затраты на закупку метанола. Расчет затрат на закупку метанола приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение цен на метанол

Название компании поставщика	Цена на метанол технический с НДС, руб/т	Источник
СHEMEXSOL	34000	[36]
НАФТА-СЕРВИС	25000	[36]
Сибметахим	33500	[37]

Каждая компания ведет разную ценовую политику, в связи с чем возникает разница закупочных цен на рынке. Примем среднюю, из предложенного списка, как закупочную цену компании Сибметахим 33500 руб/т.

Рассчитаем объем закупки в килограммах с учетом расчётных данных, таблица 27.

Таблица 27 – Объем закупки ингибитора по расчётам

Вид ингибитора	1 год	Итого
Метанол технический (расчётное значение), кг	178010,5	178010,5

Зачастую, предотвращение гидратообразования достигается путём подачи в трубопровод значительного количества ингибитора (метанола) в объемах 800...1200 л/сут. Исходя из этого, рассчитаем средний показатель закупки метанола по отрасли в таблице 28.

Таблица 28 – Объем закупки ингибитора в среднем по отрасли

Вид ингибитора	1 год	Итого
Метанол технический (значение среднее по отрасли), кг	289080	289080

Таблица 29 – Затраты на приобретение метанола по расчётам без НДС

Вид ингибитора	1 год	Итого
Метанол технический (расчётное значение), руб	4969460	4969460

Рассчитаем затраты на приобретение метанола в стоимостном выражении для средних по отрасли значений, таблица 30.

Таблица 30 – Затраты на приобретение метанола в среднем по отрасли без НДС

Вид ингибитора	1 год	Итого
Метанол технический (значение среднее по отрасли), руб	8070150	8070150

7.5 Определение затрат на закупку ингибитора гидратообразования (СОНГИД-1801А)

Рассмотрим объем закупки кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А в таблице 31.

Количество кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А, вводимого в трубопровод найдем по формуле:

$$Q_c = \frac{Q_M}{32} =; \frac{487,7}{32} = 15,24 \text{ кг/сут или } 19,05 \text{ л/сут} \quad (13)$$

где Q_M – количество вводимого метанола в трубопровод, кг/сут.

Таблица 31 – Объем закупки сополимерного ингибитора

Вид ингибитора	1 год	Итого
Кинетический ингибитор гидратообразования СОНГИД-1801А, кг	5562,6	5562,6

Таблица 32 – Цена кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А с НДС

Название компании поставщика	Цена на метанол технический, руб/т	Источник
СОНГИД-1801А	66000	[38]

Рассчитаем затраты на приобретение кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А в стоимостном выражении в таблице 33.

Таблица 33 – Затраты на приобретение кинетического ингибитора гидратообразования СОНГИД-1801А без НДС

Вид ингибитора	1 год	Итого
Кинетический ингибитор гидратообразования СОНГИД-1801А, руб	305955,5	305955,5

На основании таблиц 29, 30, 33 для наглядности полученных итогов, была построена сравнительная диаграмма затрат, выделяемых на закупку ингибитора гидратообразования, представленная на рисунке 20.

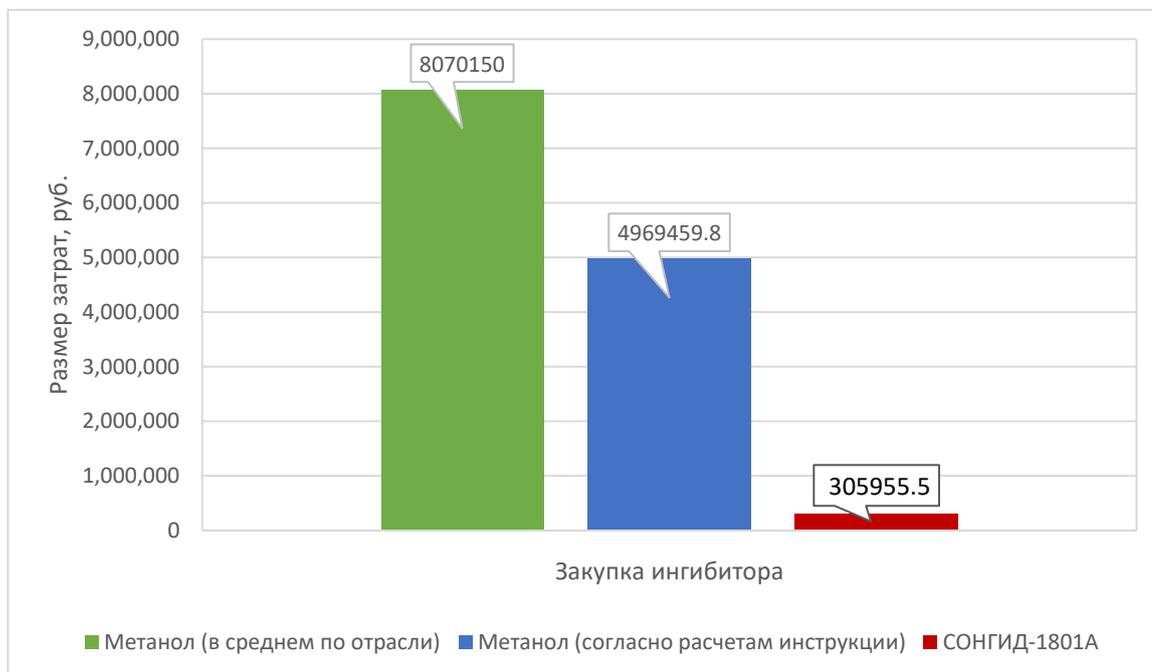


Рисунок 20 – Сравнение эксплуатационных затрат, выделяемых на закупку ингибитора гидратообразования

7.6 Затраты на транспортировку

Доставка ингибитора осуществляется в специальных метаноловозах на шасси КАМАЗ. Стоимость транспортировки составляет с НДС 15 м³ (22 руб/км с НДС).

Затраты на транспортировку ингибитора отражены в таблице 34.

Таблица 34 – Затраты на транспортировку метанола за один год

Показатель	Объём в среднем по отрасли	Объём по расчётам
Количество транспортируемого топлива, литров	365000	224760,732

Окончание таблицы 34

Показатель	Объём в среднем по отрасли	Объём по расчётам
Количество метаноловозов, шт.	25	15
Расстояние транспортировки, км	1627	1627
Тариф на перевозку без НДС, руб./км.	18,3	18,3
Затраты на транспортировку, руб.	745708,3	447425

Аналогичным образом рассчитаем затраты на транспортировку ингибитора СОНГИД-1801А в таблице 35.

Таблица 35 – Затраты на транспортировку сополимерного ингибитора за один год

Показатель	Объём в среднем по отрасли
Количество транспортируемого топлива, л	6953,25
Количество метаноловозов, шт.	1
Расстояние транспортировки, км	3742
Тариф на перевозку без НДС, руб./км.	18,3
Затраты на транспортировку, руб.	68603,33

На основании таблиц 34, 35, для наглядности полученных итогов, была построена сравнительная диаграмма затрат, выделяемых на транспортировку ингибитора гидратообразования, представленная на рисунке 21.

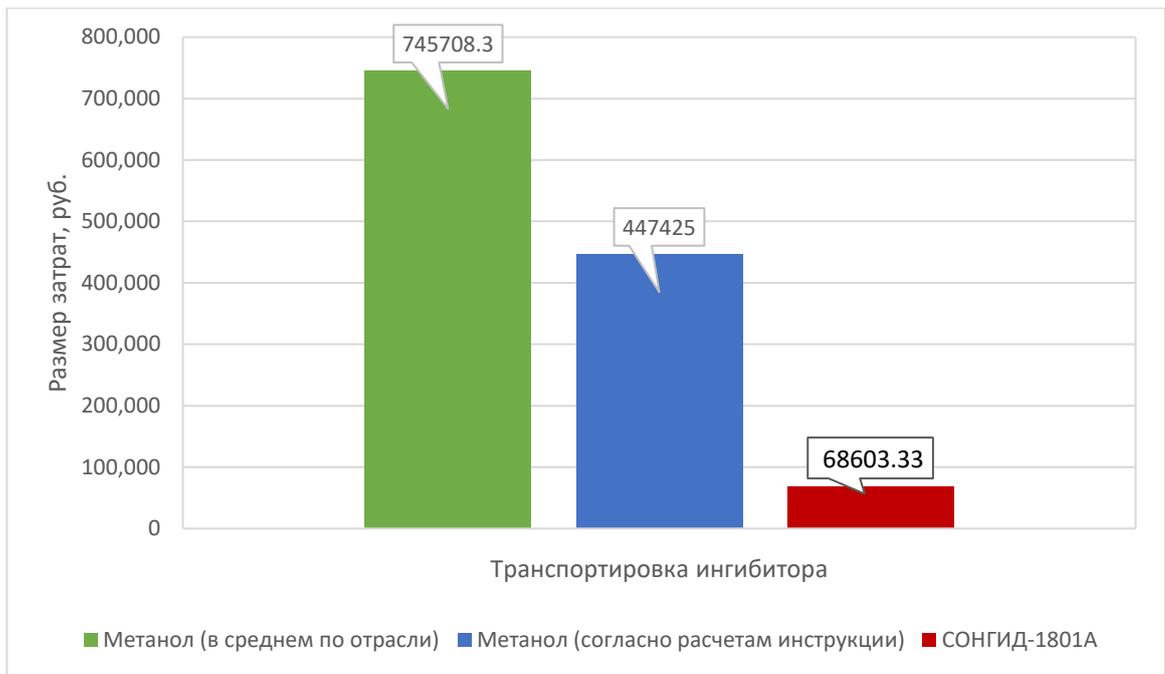


Рисунок 21 – Сравнение эксплуатационных затрат на транспортировку ингибитора гидратообразования

7.7 Сравнение общих эксплуатационных затрат

На основании вышеизложенного составлена сводная таблица 36 для удобства восприятия и сравнения всех эксплуатационных при использовании подсчётов расхода метанола на предприятии в среднем по отрасли, при использовании расчетов по инструкции [9], а также по замене метанола на альтернативный ингибитор СОНГИД-1801А. Все затраты в таблице приведены к одному календарному году.

Таблица 36 – Сравнение эксплуатационных затрат по расходу метанола в среднем по отрасли, при использовании расчетов согласно инструкции [9] а также по замене метанола на альтернативный ингибитор СОНГИД-1801А за один год относительно затрат в среднем по отрасли.

Статья затрат	Затраты в среднем по отрасли (метанол)	Затраты при использовании расчетов по инструкции [9] (метанол)	Затраты при использовании сополимерного ингибитора СОНГИД-1801А (техническое предложение)	Экономия (гр.3-гр.1)	Экономия (гр.3-гр.2)
А	1	2	3	4	5
Закупка ингибитора, руб.	8070150	4969459,8	305955,5	-7764194	-4663504
Транспортировка ингибитора, руб	745708,3	447425	68603,33	-677105	-378822
Затраты на персонал, руб	1118182	894545,5	33545,45	-1084636	-861000
Страховые взносы	335454,6	268363,6	10063,6	-234818	-167727
Затраты на электроэнергию, руб	90010,8	72008,6	2700,3	-87310,5	-69308,3
Амортизационные отчисления, руб:					–
Оборудование до 40000 руб	64937,5	64937,5	64937,5		–
Оборудование более 40000 руб	41804,37	41804,37	41804,37		–
Итого, руб	10466247,4	6758544,3	527610,1	-9938637	-6230934

На основании таблицы 36, для наглядности полученных итогов, была построена сравнительная диаграмма, представленная на рисунке 22.

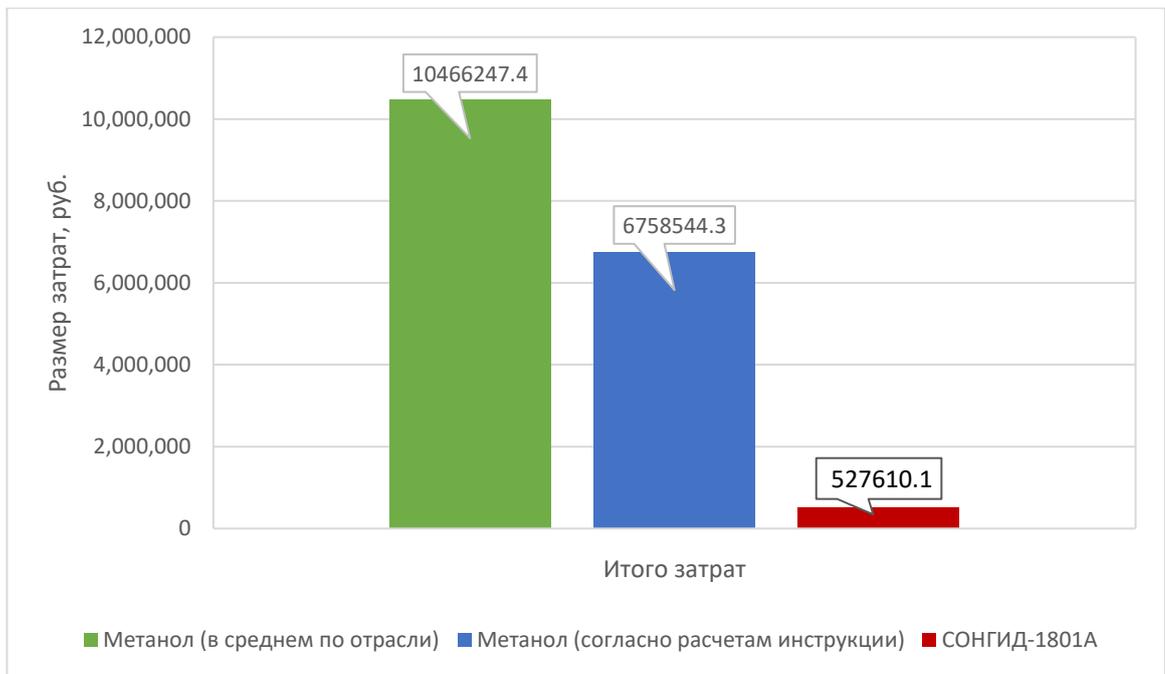


Рисунок 22 – Сравнение эксплуатационных затрат по расходу метанола в среднем по отрасли, при использовании расчетов согласно инструкции [9] а также по замене метанола на альтернативный ингибитор СОНГИД-1801А

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, были рассмотрены основные характеристики Юрубчено-Тохомского месторождения: климатические условия, а также характеристики добываемого углеводородного сырья. Выявлена причина гидратообразования в промысловых трубопроводах – сочетание компонентов углеводородного газа с водой при определенных «благоприятных для образования гидратов» термобарометрических условиях.

Был проведён анализ общих методов предупреждения и ликвидации гидратообразования. После проведения анализа общих методов, применяемых на месторождении, в рамках технического предложения был представлен современный ингибитор гидратообразования кинетического действия СОНГИД-1801А.

Установлено, что данный ингибитор в ходе проведенных опытных испытаний предприятием ЗАО «Опытный завод Нефтехим», а также опытно-промышленных испытаний на месторождениях Западной Сибири доказал свою высокую эффективность в борьбе с гидратообразованиями, но все же необходимо провести его испытание на Юрубчено-Тохомском месторождении, для подтверждения его эффективности и надежности, в условиях данного месторождения.

Были выполнены расчеты удельного расхода метанола и СОНГИД-1801А, вводимых в поток газа для предупреждения гидратообразования. Опираясь на полученные результаты, был произведен сравнительный анализ экономической эффективности при замене действующего ингибитора гидратообразования (метанола) на альтернативный ингибитор СОНГИД-1801А и в ходе обоснования экономической эффективности, было выявлено, что применение СОНГИД-1801А выгоднее, чем применение метанола, в основном, по причине больших эксплуатационных затрат на закупку ингибитора.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

СВЧ – сверхвысокая частота

ДЭГ – диэтиленгликоль

АВО – аппарат воздушного охлаждения

ПАВ – поверхностно - активные вещества

ППУА – промышленная паровая передвижная установка

КИП – контрольно-измерительные приборы

А – автоматика

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Hammerschmidt, E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // *Industrial and Engineering Chemistry*—1934. —vol. 26. —№8. —Р. 851-855.

2 Чухарева, Н. В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных техн. Условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидрачивания : метод. указания / Н. В. Чухарева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 30 с.

3 Кэрролл, Д. Гидраты природного газа. / Д. Кэрролл – М., ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007.

4 Котляр, И. Я. Эксплуатация магистральных газопроводов: пособие для инженерно-технических работников, мастеров, линейных трубопроводчиков, ремонтников, диспетчеров, обслуживающих линейную часть газопроводов / И. Я. Котляр, В.М. Пиляк. – Ленинград: Недра, 1971. – 120с.

5 Грунвальд, А. В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030г. ВНИИГАЗ / Газпром / А. В. Грунвальд // *Нефтегазовое дело* – 2007. – №1. – С. 1 – 25.

6 Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России : научное издание / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – Москва : ОАО «Издательство Недра», 1999. – 187-211 с.

7 Энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс]: интернет энциклопедия содержит информацию о регионе. – Красноярск : ООО Лаборатория новостей, 2015. – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/>.

8 Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз» «Участок предварительной подготовки нефти Юрубчено-Тохомского месторождения рег. № а66-01899-0023» №п1-01.05 тр-3619 юл-107 версия 2.00.

9 ВРД 39-1.13-010 – 2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «Газпром». – Введ.2000. – Москва: приказом ОАО «Газпром», 2000. – 36 с.

10 Фаресов, А. В. Исследование эффективности ингибитора гидратообразования кинетического типа / А. В. Фаресов, А. И. Пономарев // Нефтегазовое дело – 2013. – №1. – С. 86 – 95.

11 ГОСТ 9.506 – 87 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. – Введ. 01.07.1988. – Москва: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам, 1988. – 16 с.

12 Фаресов, А. В. Изучение технологических характеристик ингибиторов гидратообразования кинетического типа при применении и утилизации на объектах нефтегазодобычи / А. В. Фаресов, А. И. Пономарев // Нефтегазовое дело – 2014. – №1. – С. 137 – 147.

13 № П1-01.05 Р-0339 Единые технические требования по основным классам химических реагентов. Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании. – Введ. 16.02.2017. – Москва: приказом ПАО «НК Роснефть», 2017. – 38 с.

14 Фаресов, А. В. Опытные-промышленные испытания ингибитора гидратообразования низкой дозировки «Сонгид-1801А» на месторождениях Западной Сибири / А. В. Фаресов, А. И. Пономарев // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ – 2018. – №1. – С. 258 – 264.

15 ГОСТ 12.0.003 – 74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.01.1976. – Москва : Стандартинформ, 2002. – 7 с.

16 Энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс]: интернет энциклопедия содержит информацию о регионе. – Красноярск : ООО Лаборатория новостей, 2015. – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/>.

17 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. :Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб.федер. ун-т, 2016.

18 СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. 01.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1999. – 12 с.

19 ГОСТ 12.1.046 – 2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. Взамен ГОСТ ГОСТ 12.1.046-85; – введ. – 01.07.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 19 с.

20 ГОСТ 12.1.003 – 83 «Шум». Введ. 01.07.1984. Москва : Минрегион России, 2017. – 50 с.

21 СН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых, общественных зданий». Введ. 31.10.1996. Москва : Минздрав России, 1996. – 18 с.

22 СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»– Введ. 01.03.2021. – Москва : Министерство юстиции Российской Федерации, 2021. –20 с.

23 ГОСТ 12.4.124 – 83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

24 ГОСТ 12.1.044 – 89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [Электронный ресурс]: – Введ. 01.03.2017 // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

25 СП 12.13130 – 2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31с.

26 О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне: постановление правительства Российской Федерации от 19 сентября 1998 г. № 1115 // Российская газета. – 1998. – 29 сент.

27 Деловой журнал «TOPNEFTEGAZ» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о блоке ввода метанола. – Режим доступа: <http://topneftegaz.ru/catalogue/product/view/99523>.

28 Деловой журнал «TOPNEFTEGAZ» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о контейнере для перевозки метанола. – Режим доступа: <http://topneftegaz.ru/catalogue/product/view/99526>.

29 Интернет-сервис для размещения объявлений «Avito» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о блок боксе. – Режим доступа: https://www.avito.ru/izhevsk/oborudovanie_dlya_biznesa/blok-boksy_izhevsk_2092118905.

30 ООО «Нефтел» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о датчике давления Метран-150. – Режим доступа: <https://neftel.ru/datchik-davlenija-metran-150>.

31 Маркетплейс товаров и услуг в России «PromPortal.su» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о датчике расхода жидкости PIUSI К 24 А-М/F1. – Режим доступа: <https://promportal.su/goods/31483246/schetchik-elektronniy-piusi-k-24-a-m-f1-bsp-dlya-zhidkostey-f00408100-f00408100.htm>.

31 Маркетплейс товаров и услуг в России «PromPortal.su» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о термометре биметаллическом коррозионностойком РОСМА БТ-44.220. – Режим доступа: <https://izhevsk.promportal.su/goods/33503492/termometr-bimetallicheskiy-korrozionnostoykiy-rosma-bt-44-220.htm>.

32 Интернет магазин «Форвард Авто» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о фильтре для системы впрыска метанола. – Режим доступа: <https://baza.forwardauto.ru/products/AEM/303003.html#c-minfo>.

33 Биржа вакансий «Jobsora» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочей вакансии трубопроводчика линейного. – Режим доступа: https://ru.jobsora.com/%D0%B2%D0%B0%D0%BA%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%B8%D1%8F-8047652589?utm_source=workius_ru&utm_medium=cpc&utm_campaign=general.

34 Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочей вакансии водителя. – Режим доступа: https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/43033637?utm_medium=meta.

35 Приказ от 12 декабря 2017 года N 335-п об установлении тарифов на электрическую энергию, отпускаемую обществом с ограниченной ответственностью "Богучанские электрические сети" [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о тарифе на электроэнергию. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/446594798>.

36 Торговая площадка «Пульс Цен» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о ценах на метанол. – Режим доступа: <https://ufa.pulscen.ru/price/040407-metanol>.

37 ООО «Сибметакхим» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о ценах на метанол. – Режим доступа: <https://sibmetahim.all.biz/>.

38 АО «Опытный завод Нефтехим» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на СОНГИД-1801А. – Режим доступа: <https://ozneftehim.ru/>.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

01.06.2021 ТУ 2458-034-00151816-2007 "Ингибитор/растворитель гидратообразований СОНГИД 1801-1803. Технические условия", сани...



Информация с сайта E-ДОСЪЕ (e-ecolog.ru)
Отсканируй чтобы перейти на страницу-источник

ТУ 2458-034-00151816-2007 "Ингибитор/растворитель гидратообразований СОНГИД 1801-1803. Технические условия"

02.БЦ.01.245.Т.000058.03.08 от 14 марта 2008

Санитарно-эпидемиологическое заключение на проектную документацию

Тип бланка

санитарно-эпидем. заключение на проекты, ТУ (terr.org, 2005) [21]

Типографский номер бланка

575689

Проектная документация

ТУ 2458-034-00151816-2007 "Ингибитор/растворитель гидратообразований СОНГИД 1801-1803. Технические условия"

СООТВЕТСТВУЕТ государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам:

СП 2.2.2.1327-03 "Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту"; СП 4156-86 "Санитарные правила для нефтяной промышленности"; ГН 2.2.5.1313-03 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны"; ГН 2.1.6.1338-03 "ПДК в атмосферном воздухе населенных мест"; ГН 2.1.5.1315-03 "ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования"

Основание:

Экспертное заключение №С- 210 от 21.02.2008г. ФГУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в Республике Башкортостан"

Фирма-разработчик

ЗАО "Опытный завод Нефтехим", 450065, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Инициативная, 14 (Российская Федерация)

Документ получен с сервера поиска по Реестрам Роспотребнадзора и санитарно-эпидемиологической службы России

Распечатано с сайта E-ДОСЪЕ (e-ecolog.ru)

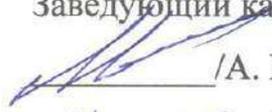
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

« 21 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Предупреждение гидратообразования в промысловых трубопроводах

Руководитель  10.06.2021 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

 08.06.2021

М. А. Кузнецов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Предупреждение гидратообразования в промышленных трубопроводах»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (далее – ВКР) по теме «Предупреждение гидратообразования в промышленных трубопроводах» содержит 81 страницу текстового документа, 38 использованных источников, 22 рисунка, 36 таблиц, 6 листов графического материала.

ПРОЦЕСС ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРИЧИНЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ЛИКВИДАЦИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРОМЫСЛОВЫЙ ГАЗОПРОВОД, ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, МЕТАНОЛ, СОНГИД-1801А.

Объект выпускной квалификационной работы: промышленный газопровод Юрубчено-Тохомского месторождения (АО «Востсибнефтегаз»).

Цель ВКР: обоснование наилучшего доступного метода предупреждения гидратообразования на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи ВКР.

1. Изучить особенности Юрубчено-Тохомского месторождения.
2. Рассмотреть причины образования гидратов.
3. Исследовать методы ликвидации и предупреждения газовых гидратов.
4. Предложить и обосновать техническое предложение с технологической и экономической стороны.

В ходе работы были выявлены основные причины гидратообразования, проведен анализ общих методов предупреждения и ликвидации гидратообразования. В результате был представлен, альтернативный метанолу, кинетический ингибитор для предупреждения гидратообразования, который был экономически и технологически обоснован.